

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Школа Инженерная школа энергетики

Направление подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Отделение/НОЦ Электроэнергетика и электротехника

Профиль электроэнергетические системы, сети, электропередачи, их режимы, устойчивость и надёжность

---

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>Анализ мероприятий по ликвидации снижения напряжения в послеаварийных схемно-режимных ситуациях в изолированных энергосистемах</b>

УДК 621.311.-021.342:621.216.722.2

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ6Г	Хорун Анастасия		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Бацева Наталья Ленмировна	К.Т.Н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Попова С.Н.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дашковский А.Г.	К.Т.Н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Завьялов В.М.	Д.Т.Н., профессор		

Томск – 2018 г.

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

**по основной образовательной программе подготовки магистров  
13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»**

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>Универсальные компетенции</i>		
P1	<i>Совершенствовать и развивать свой интеллектуальный и общекультурный уровень, добиваться нравственного и физического совершенствования своей личности, обучению новым методам исследования, к изменению научного и научно-производственного профиля своей профессиональной деятельности.</i>	Требования ФГОС (ОК-1, ОК-2), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P2	<i>Свободно пользоваться русским и иностранным языками как средством делового общения, способностью к активной социальной мобильности.</i>	Требования ФГОС (ОК-3), Критерий 5 АИОР (п. 2.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P3	<i>Использовать на практике навыки и умения в организации научно-исследовательских и производственных работ, в управлении коллективом, использовать знания правовых и этических норм при оценке последствий своей профессиональной деятельности.</i>	Требования ФГОС (ОК-4, ОК-5, ОК-6, ОК-7, ПК-31), Критерий 5 АИОР (п. 2.6), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P4	<i>Использовать представление о методологических основах научного познания и творчества, роли научной информации в развитии науки, готовностью вести работу с привлечением современных информационных технологий, синтезировать и критически резюмировать информацию.</i>	Требования ФГОС (ОК-8, ОК-9, ПК-14, ПК-19), Критерий 5 АИОР (п. 1.6, 2.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
<i>Профессиональные компетенции</i>		
P5	<i>Применять углубленные естественнонаучные, математические, социально-экономические и профессиональные знания в междисциплинарном контексте в инновационной инженерной деятельности в области электроэнергетики и электротехники.</i>	Требования ФГОС (ПК-1, 2, 36) <sup>1</sup> , Критерий 5 АИОР (п.1.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> .
P6	<i>Ставить и решать инновационные задачи инженерного анализа в области электроэнергетики и электротехники с использованием глубоких фундаментальных и специальных знаний, аналитических методов и сложных моделей в условиях неопределенности.</i>	Требования ФГОС (ПК-5, 6, 7,9). Критерий 5 АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> .

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
P7	Выполнять <i>инженерные проекты</i> с применением оригинальных методов проектирования для достижения новых результатов, обеспечивающих конкурентные преимущества электроэнергетического и электротехнического производства в условиях жестких экономических и экологических ограничений.	Требования ФГОС (ПК-10, 11, 12, 13). Критерий 5 АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> .
P8	Проводить инновационные <i>инженерные исследования</i> в области электроэнергетики и электротехники, включая критический анализ данных из мировых информационных ресурсов.	Требования ФГОС (ПК-14, 36, 39 –44). Критерий 5 АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> .
P9	Проводить <i>техничко-экономическое обоснование</i> проектных решений; выполнять организационно-плановые расчеты по созданию или реорганизации производственных участков, планировать работу персонала и фондов оплаты труда; определять и обеспечивать эффективные режимы технологического процесса.	Требования ФГОС (ПК-19, ПК-23, ПК-27, ПК-30, ПК-31, ПК-32), Критерий 5 АИОР (п. 1.5, 2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P10	Проводить <i>монтажные, регулировочные, испытательные, наладочные</i> работы электроэнергетического и электротехнического оборудования.	Требования ФГОС (ПК-45, ПК-46), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P11	<i>Осваивать новое электроэнергетическое и электротехническое оборудование; проверять техническое состояние и остаточный ресурс оборудования и организовывать профилактический осмотр и текущий ремонт.</i>	Требования ФГОС (ПК-15, ПК-47, ПК-48, ПК-49, ПК-50), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P12	Разрабатывать рабочую <i>проектную и научно-техническую документацию</i> в соответствии со стандартами, техническими условиями и другими нормативными документами; организовывать метрологическое обеспечение электроэнергетического и электротехнического оборудования; составлять <i>оперативную документацию</i> , предусмотренную правилами технической эксплуатации оборудования и организации работы.	Требования ФГОС (ПК-28, ПК-33, ПК-40, ПК-41, ПК-44), Критерий 5 АИОР (п. 1.3, 2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа энергетики  
Направление подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника  
Отделение школы Электроэнергетика и электротехника

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП  
Завьялов В.М.  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерской диссертации (бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)
--

Студенту:

Группа	ФИО
5АМ6Г	Хорун Анастасии

Тема работы:

<b>Анализ мероприятий по ликвидации снижения напряжения в послеаварийных схемно-режимных ситуациях в изолированных энергосистемах</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№347/с от 24.01.2018 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	04.06.2018 г.
--	---------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Принципиальная схема системообразующей электрической сети 220/110 кВ Сахалинской ЭС;</li> <li>2. Параметры электрооборудования: ЛЭП, генераторов, трансформаторов, автотрансформаторов;</li> <li>3. Контрольные измерения режимных параметров зимнего максимума и летнего минимума нагрузок.</li> </ol>
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Характеристика состояния электрических сетей изолированной Сахалинской ЭС;</li> <li>2. Расчет и анализ установившихся режимов и выявление характерных схемно-режимных ситуаций;</li> <li>3. Выбор схемы и подбор оборудования для СТК и ИРМ;</li> <li>4. Анализ эффективности применения исследуемых устройств при расчете характерных схемно-режимных ситуаций;</li> </ol>
<b>Перечень графического материала</b>	Принципиальная схема системообразующей сети 220/110 кВ Сахалинской ЭС
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	к.э.н., доцент Попова С.Н.
Социальная ответственность	к.т.н., доцент Дашковский А.Г.
Английская часть	к.п.н., доцент Зюбанов В.Ю.
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Введение	
Раздел 2 Способы ликвидации снижения и повышения напряжения	
Заключение	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	12.09.2017
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Бацева Н.Л.	к.т.н., доцент		12.09.2017

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ6Г	Хорун А.		12.09.2017

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
5АМ6Г	Хорун Анастасия

<b>Школа</b>	<b>ИШЭ</b>	<b>Отделение ООП</b>	<b>ОЭЭ</b>
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

### Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость ресурсов проектной работы: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Определение, анализ и сравнение денежных затрат, направленных, на реализацию исследования.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	В соответствии с ГОСТ 14.322-83 «Нормирование расхода материалов» и ГОСТ Р 51541-99 «Энергосбережение. Энергетическая эффективность» В соответствии с ГОСТ 14.322-83 «Нормирование расхода материалов» и ГОСТ Р 51541-99 «Энергосбережение. Энергетическая эффективность»
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Отчисления по страховым взносам 30% от ФОТ

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения проектной работы с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	- Инициализация проекта и его технико-экономическое обоснование; - Технический потенциал устройств; - Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения (Анализ и сравнение используемых устройств).
2. <i>Планирование и формирование бюджета проектной работы</i>	- Расчет капитальных затрат; - Расчет эксплуатационных издержек; - Расчет срока окупаемости и индекса рентабельности.
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	- Определение ресурсной (ресурсосберегающей) и экономической эффективности исследования

### Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка экономической эффективности
2. Экспертная оценка

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Попова Светлана Николаевна	к.э.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
5АМ6Г	Хорун Анастасия		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
5АМ6Г		Хорун Анастасия	
Школа	ИШЭ	Отделение	ОЭЭ
Уровень образования	Магистратура	Направление/ специальность	13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места и проверка соответствия на предмет возникновения:	<p>Рабочая зона: переключательный пункт.</p> <p>Технологический процесс: установка и настройка статического тиристорного компенсатора и источника реактивной мощности</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды (освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля);</li> <li>– опасных проявлений факторов производственной среды (электрической природы)</li> </ul>
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Федеральный закон “Технический регламент о требованиях пожарной безопасности” от 28.12.2013 г. №123</li> <li>– Федеральный закон “О специальной оценке условий труда” от 28.12.2013 г. №426</li> </ul>

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды	<ul style="list-style-type: none"> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).</li> </ul>
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды	<ul style="list-style-type: none"> <li>– электробезопасность;</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).</li> </ul>
3. Охрана окружающей среды	<ul style="list-style-type: none"> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	<ul style="list-style-type: none"> <li>– пожар в помещении (переключательный пункт);</li> <li>– средства тушения;</li> <li>– план эвакуации людей.</li> </ul>
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<ul style="list-style-type: none"> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).</li> </ul>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

### Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дашковский Анатолий Григорьевич	К.Т.Н.		

### Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ6Г	Хорун Анастасия		

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа энергетики  
Направление подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника  
Уровень образования магистратура  
Отделение школы Электроэнергетика и электротехника  
Период выполнения (осенний / весенний семестры 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**  
**выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	04.06.2018 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
21.11.2017г.	Характеристика состояния электрических сетей изолированной Сахалинской ЭС	5
19.02.2018г.	Расчет и анализ установившихся режимов и выявление характерных схемно-режимных ситуаций	25
30.03.2018г.	Выбор схемы и подбор оборудования для СТК и ИРМ	15
24.04.2018г.	Анализ эффективности применения исследуемых устройств при расчете схемно-режимных ситуаций	25
14.05.2018г.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
21.05.2018г.	Социальная ответственность	10
28.05.2018г.	Разделы работы на английском языке	10
Итого		100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Бацева Н.Л.	к.т.н., доцент		

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Завьялов В.М.	д.т.н., профессор		



## Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 126 с., 31 рисунок, 13 таблиц, 77 литературных источников, 3 приложения.

Ключевые слова на русском языке: изолированная энергосистема, схемно-режимные ситуации, нормативное возмущение, короткое замыкание, автоматика повторного включения, статический тиристорный компенсатор, источник реактивной мощности.

Ключевые слова на английском языке: island power system, circuit-mode conditions, normative incident, short-circuit, automatic reclosing, static var compensator, reactive power source.

Объект исследования: электрические сети 220/110кВ Сахалинской ЭС.

Цель работы: анализ технической и экономической эффективности применения СТК и ИРМ для ликвидации ненормативного снижения/повышения напряжения в характерных схемно-режимных ситуациях в режимах зимнего максимума и летнего минимума ЭС Сахалинской области.

Методология проведения работы: в процессе работы проведено: 1) моделирование расчетной модели Сахалинской ЭС в ПК для зимнего максимума нагрузок и летнего минимума нагрузок; 2) произведен расчет и анализ установившихся и переходных режимов с выявлением характерных схемно-режимных ситуаций; 3) выбрана схема и осуществлен подбор оборудования для СТК и ИРМ; 4) произведен анализ сравнительной экономической эффективности применения СТК и ИРМ для приведения уровней напряжения к нормативным значениям в характерных СРС.

Результаты работы: Для ликвидации ненормативного снижения/повышения напряжения наиболее успешным технико-экономическим решением является применение ИРМ на ПС Тымовская.

Области применения: материалы, представленные в работе, могут быть использованы при исследовании режимов работы изолированных ЭС.

### **Список сокращений**

ЭЭС – Электроэнергетическая система;  
ЭС – Энергетическая система;  
КЗ – Короткое замыкание;  
СТК – Статический тиристорный компенсатор;  
ИРМ – Источник реактивной мощности;  
УШР – Управляемый шунтирующий реактор;  
БСК – Батареи статический компенсаторов;  
ЛЭП – Линия электропередачи;  
АТ – Автотрансформатор;  
ВЛ – Воздушная линия;  
ПС – Подстанция;  
ПК – Программный комплекс;  
РЗ – Релейная защита;  
ПА – Противоаварийная автоматика;  
АЛАР – Автоматика ликвидации асинхронного режима;  
АОСН – Автоматика ограничения снижения напряжения;  
АОПН – Автоматика ограничения повышения напряжения;  
АОСЧ – Автоматика ликвидации снижения частоты;  
АОПЧ – Автоматика ликвидации повышения частоты;  
АПВ – Автоматика повторного включения;  
АВР – Автоматика включения резерва;  
УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя;  
АПНУ – Автоматика предотвращения нарушения устойчивости;  
РМ – реактивная мощность;  
СРС – Схемно-режимные ситуации;  
ГРЭС – Государственная районная электростанция;  
ТРГ – Тиристорно-реакторная группа;  
ТКГ – Тиристорно-конденсаторная группа;  
ФКЦ – фильтро-компенсирующая цепь;

ПП – Переключательный пункт;

FACTS – Flexible Alternating Current Transmission Systems (Управляемые (гибкие) системы электропередачи переменного тока);

TCR – Тиристорно-управляемые реакторы;

SVC – Static Var Compenstor;

RPS – Reactive power source;

TCSC – Thyristor-controlled series capacitor;

TCPST – Thyristor Controlled phase Shifting transformer;

## **Термины и определения**

Нормативное возмущение – аварийное возмущение, учитываемое в требованиях по обеспечению устойчивости ЭС при их проектировании и эксплуатации [2];

Установившийся режим работы ЭС – режим работы ЭС, при котором параметры режима могут приниматься неизменными [3];

Устойчивость энергосистем – способность сохранить синхронизм между электростанциями, или другими словами - возвращаться к установившемуся режиму после различного рода возмущений [2];

Энергетическая система – совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электрической энергии и тепла при общем управлении этим режимом [3];

Гибкие системы передачи переменного тока или FACTS – система устройств, позволяющая максимально использовать пропускную способность линий электропередач [15];

Изолированная энергосистема – энергосистема, не имеющая электрических связей для параллельной работы с другими энергосистемами[10];

Противоаварийная автоматика – комплекс автоматических устройств, предназначенных для ограничения развития и прекращения аварийных режимов в энергосистеме[41];

Релейная защита – комплекс автоматических устройств, предназначенных для быстрого (при повреждениях) выявления и отделения от электроэнергетической системы повреждённых элементов этой электроэнергетической системы в аварийных ситуациях с целью обеспечения нормальной работы всей системы[41];

<b>Содержание</b>	
<b>Введение</b> .....	15
<b>РАЗДЕЛ 1 ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ ИЗОЛИРОВАННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ</b> .....	19
1.1 Технологические аспекты обеспечения надежности .....	19
1.1.1 Надежность изолированных ЭЭС .....	19
1.1.2 Критерии надежности $N-1$ и $N-k$ .....	23
1.2 Обеспечение надежности при управлении функционированием изолированных ЭЭС .....	26
1.2.1 Обеспечение надежности при эксплуатации .....	26
1.2.2 Обеспечение надежности при управлении режимами .....	27
1.3 Схемно-режимные ситуации в электрических сетях энергосистем .....	30
Выводы по разделу: .....	33
<b>РАЗДЕЛ 2 СПОСОБЫ ЛИКВИДАЦИИ ПРОВАЛОВ И СКАЧКОВ НАПРЯЖЕНИЯ</b> .	34
2.1 Статические тиристорные компенсаторы .....	35
2.2 Технические параметры СТК .....	42
2.3 Применение СТК в сетях различных классов напряжения .....	44
2.4 Источники реактивной мощности .....	48
2.5 Система автоматического управления СТК и ИРМ .....	55
<b>РАЗДЕЛ 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ</b> .....	58
4.1 Технический потенциал строительства СТК и ИРМ .....	59
4.2 Определение капиталовложений СТК и ИРМ .....	60
4.3 Оценка рисков изменения напряжения для потребителей .....	60
4.4 Оценка ресурсоэффективности .....	62
Выводы по разделу: .....	64
<b>РАЗДЕЛ 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</b> .....	65
Введение .....	65
5.1 Производственная безопасность .....	65
5.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов .....	65
5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	73
5.2 Экологическая безопасность .....	74
5.2.1 Порядок обращения с отходами производства и потребления .....	74
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	74
5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	77

5.5.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства .....	77
5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	78
Выводы по разделу:.....	79
Заключение .....	80
Список литературы.....	82

## Введение

**Актуальность работы.** Для изолированных ЭС характерными проблемами являются отсутствие связи с объединенной ЭС, недостаточная пропускная способность внутрисистемных связей, слабая управляемость параметрами режима при определенных схемно-режимных ситуациях.

Особенно остро эти проблемы проявляются, когда изолированная ЭС находится в сложных природно-климатических условиях, имеет технические особенности и особенности конфигурации электрических сетей.

При возникновении возмущения, например, при коротком замыкании на ЛЭП, может произойти деление самой изолированной ЭС на части, в которой одна часть является избыточной по реактивной мощности, а другие – дефицитными. Вследствие этого нарушается баланс как активных, так и реактивных мощностей, что влечет за собой снижение/повышение частоты, напряжения и других параметров режима, значения которых выходят за пределы, установленные требованиями ГОСТов [1].

В настоящей работе будут рассматриваться мероприятия по ликвидации снижения напряжения в послеаварийных схемно-режимных ситуациях с применением управляемых устройств, относящихся к FACTS-технологиям (Flexible Alternative Current Transmission Systems – гибкие системы передачи переменного тока)[13]. Данные устройства позволяют осуществлять локальное и системное автоматическое управление процессами и режимами как в ОЭС, так и в изолированных ЭС.

В настоящее время наиболее перспективными с точки зрения управления режимами по напряжению и реактивной мощности, а также по условию надежности, экономичности, плавности регулирования параметров режима являются статические СТК и ИРМ, в состав последних входят УШР и БСК. СТК и ИРМ предназначены для изменения и стабилизации значений напряжения в узлах электрических сетей, оптимизации режимов их работы с целью повышения пропускной способности ЛЭП и устойчивости, уменьшения

потерь электроэнергии и повышения ее качества, поэтому тема выпускной квалификационной работы является актуальной.

**Целью** работы является анализ технической и экономической эффективности применения СТК и ИРМ для ликвидации провалов и скачков напряжения в проблемных схемно-режимных ситуациях в режимах зимнего максимума и летнего минимума ЭС Сахалинской области.

**Задачи исследования.** Для достижения поставленной цели в работе решены следующие задачи:

- 1) Создание расчетной модели Сахалинской ЭС в программных комплексах RastrWin и RUSTab для зимнего максимума нагрузок и летнего минимума;
- 2) Расчет и анализ установившихся и переходных режимов с выявлением проблемных схемно-режимных ситуаций;
- 3) Выбор схемы и подбор оборудования для СТК и ИРМ;
- 4) Анализ сравнительной экономической эффективности применения СТК и ИРМ для изменения и стабилизации уровней напряжения в проблемных схемно-режимных ситуациях;
- 5) Техничко-экономический анализ внедрения СТК и ИРМ.

**Методологическая основа.** При работе над диссертацией использовались положения и выводы ученых и специалистов в области исследования устройств и характеристик компенсированных электропередач, а также оптимизации их параметров и режимов, таких как Ю. Г. Шакарян, В.И. Кочкин, О. П. Нечаев, Виджей К. Суд [15, 21, 22, 30]. Проанализированы работы ученых Н. И. Воропая, Э. Н. Зуева, А. Н. Шпигановича, Н. А. Манова [11, 12, 13, 32], посвященные контролю качества электрической энергии. Основными выводами исследований являются: для регулирования потоков реактивной мощности и уровней напряжения в электрических сетях целесообразным решением может являться применение FACTS-технологий, так



как они имеют ряд достоинств, по сравнению с обычными компенсирующими устройствами [15, 16, 17, 19, 20, 22, 25, 28, 29].

**Информационная база.** Нормативно-правовые акты, законы и руководящая документация, научная и специальная литература, интернет-источники, собственные исследования, исследования состояния вопроса в международной и отечественной практике.

**Практическая значимость.** Материалы, представленные в работе, могут быть использованы при исследовании режимов работы изолированных ЭС.

**Объектом** исследования являются электрические сети 220/110 кВ Сахалинской ЭС.

**Предметом** исследования являются устройства СТК и ИРМ.

**Результаты, выносимые на защиту.** При решении поставленных задач были получены следующие результаты, выносимые на защиту:

- 1) Результаты расчета и анализа режимов с выявлением проблемных схемно-режимных ситуаций;
- 2) Схемы устройств СТК и ИРМ, устанавливаемые на ПС 220 кВ Тымовская;
- 3) Результаты анализа мероприятий по применению СТК и ИРМ для ликвидации провалов и скачков напряжения в проблемных схемно-режимных ситуациях в режимах зимнего максимума и летнего минимума ЭС Сахалинской области;
- 4) Результаты технико-экономического обоснования эффективности внедрения СТК и ИРМ.

**Структура работы.** Магистерская диссертация состоит из введения, 5 разделов, заключения, списка литературных источников и приложений. Текстовая часть проиллюстрирована 31 рисунком. Список литературы включает ГОСТы, СНиПы, Стандарты Организации, научную и специальную литературу, интернет-источники.

## **КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗДЕЛОВ**

**В первом разделе** рассмотрены технологические аспекты обеспечения надежности режимов работы изолированных ЭС: особенности режимов работы изолированных ЭС, критерии надежности, обеспечение надежности при управлении функционированием изолированных ЭС, представлено описание схемно-режимных ситуаций.

**Во втором разделе** рассмотрены конструкции СТК и ИРМ, выбраны схемы и произведён подбор оборудования, проанализированы преимущества применяемых устройств.

Основным является **третий раздел**, в рамках которого в ПК RastrWin и RUSTab проведены и проанализированы расчеты режимов, выявлены проблемные схемно-режимные ситуации, оценена целесообразность применения СТК и ИРМ для ликвидации провалов и скачков напряжения в режимах зимнего максимума и летнего минимума ЭС Сахалинской области.

**Четвертый раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»** содержит расчет и анализ сравнительной экономической эффективности использования СТК и ИРМ.

**Пятый раздел** содержит материалы по вопросам охраны труда и окружающей среды, а также безопасности поведения в чрезвычайных ситуациях в процессе установки, настройки и эксплуатации СТК и ИРМ.

В заключительном **шестом разделе** на английском языке представлена актуальность работы, обзор литературных источников по теме работы, выводы по разделам работы.

## **РАЗДЕЛ 1 ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ ИЗОЛИРОВАННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ**

### **1.1 Технологические аспекты обеспечения надежности**

#### **1.1.1 Надежность изолированных ЭЭС**

Под надежностью, в целом, понимается свойство системы, оборудования выполнять заданные функции, сохраняя свои эксплуатационные показатели в пределах, оговоренных в нормативных документах [7].

Надежность ЭЭС является комплексным свойством, составляющие которого зависят от аспекта рассмотрения проблемы. Особое место при этом имеет живучесть ЭЭС как ее свойство противостоять возмущениям, не допуская их каскадного развития с массовыми нарушениями питания потребителей, и обеспечивать быстрое восстановление нормального или близкого к нему состояния системы [11].

Основными направлениями обеспечения надежности изолированных ЭЭС являются: обеспечение рациональной самосбалансированности (рациональное использование энергоносителей, обеспечение потребителей за счет собственных электростанций), структурное резервирование (применение дополнительных элементов системы, дублирующих работу существующих элементов; холодный и горячий резерв), обеспечение достаточной гибкости системообразующей сети (приспособленность сети к разным режимам распределения мощности, возникающих в результате изменений нагрузок потребителей, а также приспособленность к плановым и аварийным отключениям отдельных элементов сети); противоаварийное управление, особенно для крупных энергообъединений, включая верхние иерархические уровни управления (ЕЭС и межгосударственные объединения).

Для ограничения развития аварийного процесса предназначен ряд систем ПА: АЛАР, АОСН, АОПН, АОСЧ, АОПЧ, АПВ и АВР [4, 9, 14, 27, 28, 33, 36, 41, 42].

Для предотвращения значительных нарушений электроснабжения потребителей, кроме ограничения величин возможных аварийных небалансов

мощности, важны: обеспечение живучести электростанций и потребителей, обеспечение эффективности систем ПА, режимная проработка и реализация процессов восстановления питания потребителей после их аварийного погашения.

Высокая степень восстанавливаемости рабочего состояния изолированных ЭЭС (объектов) при отказах имеет важнейшее значение для живучести. При функциональных отказах степень восстанавливаемости работы обеспечивается в основном живучестью электростанций, потребителей и электросетевых объектов, их управляемостью в аварийных условиях. Восстановление осуществляется действиями персонала на основе заблаговременно разработанных планов по восстановлению работы ЭЭС (объектов) при гарантированном объеме необходимой текущей информации в аварийных условиях и сохранении управляемости элементов за счет источников гарантированного питания.

Управляемость электрической сети изолированных ЭЭС определяется запасами пропускной способности связей, гибкостью схемы, в том числе главных схем соединений ПС (и электростанций), а также наличием и размещением управляемых элементов – источников реактивной мощности, трансформаторов с регулированием под нагрузкой и другими средствами FACTS. Для обеспечения эффективного управления коммутациями в нормальных и аварийных режимах необходимы определенные требования к ресурсу выключателей и оснащенности средствами дистанционного управления. Для аварийных режимов эффективны управляемые источники реактивной мощности (СТК, СК и т.п.) [9, 15, 18, 19, 21].

Различают схемную и режимную надежности изолированных ЭЭС [10].

Режимная надежность – это способность выдерживать малые или большие возмущения и переходить в новое состояние без нарушения динамической устойчивости [7]. Задача анализа режимной надежности при оперативно-диспетчерском управлении, моделировании послеаварийных и ремонтных режимов, а также при долгосрочном планировании и

проектировании ЭЭС.

Режимная надежность ЭЭС зависит от погодных условий, состава сетевого и генерирующего оборудования, объемов резерва активной и реактивной мощности, текущего режима функционирования системы (значений узловых напряжений, потоков мощности по межсистемным связям, загрузки сетевого оборудования и т.п.).

Необходимым условием надежного функционирования изолированных ЭЭС является допустимость режима, т.е. его нахождение в области, определяемой допустимыми пределами по току, напряжению, статической устойчивости, динамической устойчивости. В таких случаях говорится о выполнении условий критерия надежности  $n-0$ . Проверка этого условия сводится к контролю фактических значений потоков мощности, напряжений и других режимных параметров и сравнению их с заданными предельными значениями. Для некоторых параметров предельные значения фиксированы и не изменяются на протяжении длительного времени. Для других эти значения (такие как предельные значения пропускной способности ЛЭП и/или их сечений) зависят от потокораспределения активной и реактивной мощности и требуют перерасчета в процессе изменения режима. В настоящее время моделирование вероятных отказов и оценка статических послеаварийных режимов с целью выявления и устранения возникших отклонений от требований надежности является обязательным при управлении текущими и краткосрочными режимами ЭЭС.

Значительно более трудоемкая функция оценки режимной надежности – это анализ возможных отказов, заключающийся в расчете послеаварийных режимных состояний и проверки их на нарушение режимных ограничений.

Основная трудность при осуществлении анализа аварийных ситуаций заключается в слишком большой сложности обработки огромного числа ситуаций в большой ЭЭС через короткие промежутки времени. Наибольшие потенциальные возможности для снижения необходимого объема вычислений представляется предварительный отбор аварийных ситуаций. Цель отбора

заключается в уменьшении первоначального длинного списка аварийных ситуаций посредством удаления из него подавляющего большинства случаев, в которых нет нарушений.

Основным показателем режимной надежности являются объемы (мощность) ограничения потребителей ( $dP_{\text{огр}}$ ), длительность ограничений ( $T_{\text{рем}}$ ) и соответственно объемы недоотпуска электроэнергии ( $dW_{\text{огр}}$ ) при авариях различной вероятности ( $w_{\text{авар}}$ ) [8].

Приоритетными мероприятиями по обеспечению режимной надежности изолированных ЭЭС являются:

- решения по РЗА (в т.ч. по вторым комплектам основных защит, по ОАПВ в сети 220 кВ и выше);
- ПА всех видов (в т.ч. реализация в АПНУ ускорения УРОВ от ПА);
- решения по режимной автоматике (в т.ч. управление имеющимися источниками реактивной мощности в сети 110 кВ и ниже) [10].

Требуется такой объем средств РЗА, ПА и режимной автоматики, чтобы они не допускали нарушения статической или динамической устойчивости ЭЭС при возникновении нормативных возмущений, не допускали недопустимых по величине и длительности перегрузок оборудования, отклонений напряжения и частоты.

Схемная (структурная) надежность определяется как физическая надежность отдельных элементов, так и схемой их взаимосвязи. Схемная надежность может быть повышена за счет резервирования.

Резервирование – применение дополнительных средств и возможностей с целью сохранения работоспособного состояния объекта при отказе одного или нескольких элементов. К дополнительным средствам и возможностям относятся функциональные, алгоритмические, программные и информационные резервы, использование избытка времени, запасов нагрузочной способности и т.д., а также введение в структуру схемы резервных элементов.

Расчет схемной надежности энергосистем сводится к определению

частот возникновения и продолжительностей или вероятностей различных состояний энергосистем, в которых не обеспечивается полное удовлетворение спроса на электроэнергию.

Схемной (структурной) надежностью системы также называется результирующая надежность при заданной структуре и известных значениях надежности всех входящих в нее блоков и элементов [10].

Разбиение системы на блоки осуществляется на базе единства функционирования и физических процессов, происходящих в процессе работы изделия. Однако зачастую нет смысла выделять все узлы и элементы, входящие в систему. Объясняется это тем, что надежность узлов обычно сильно различается. Отказы некоторых из них практически невозможны и их учет при определении результирующей надежности только осложняет эксперименты и расчеты. Поэтому при составлении структурной схемы пользуются методом «слабых» звеньев, т.е. выделяют только те узлы или блоки, надежность которых в данных условиях функционирования объекта минимальна.

Показатели структурной надежности определяются для узлов нагрузки (вероятность безотказной работы, вероятность отказа, параметр потока отказов, наработка до отказа с заданной вероятностью ее максимума, иногда недоотпуск энергии, ущерб).

Для оценки структурной надежности используются вероятностные модели, основанные на средних вероятностях состояния элементов ( $K_g$ ,  $K_p$  - вынужденного простоя, поток отказов (частота)).

### **1.1.2 Критерии надежности $N-1$ и $N-k$**

В последнее время в связи с участившимися авариями в изолированных ЭЭС, спроектированными с учетом надежности электроснабжения, встает вопрос оценки надежности таких ЭЭС, в том числе при выполнении критериев  $N-1$  и  $N-2$ . Одной из основных причин лавинообразных отказов в ЭЭС является невыполнение таких критериев [5].

В общем случае надежность функционирования изолированных ЭЭС по критериям  $N-i$  (надежность объекта при отказе любых  $i$  элементов) есть свойство объекта выполнять основные функции при выходе из строя (повреждении), в том числе внезапном,  $i=1,2,3\ldots$  элементов из  $N$  даже при неблагоприятных, но реально возможных условиях. При этом, применительно к ЭЭС, нагрузка всех элементов остаётся в допустимых пределах, отклонения напряжения в узлах и частота в системе не выходят за пределы [1]. Однако ухудшение эффективности работы объекта, как правило, допускается (рост расхода топлива, потерь энергии и т.п.).

Наиболее распространенным показателем, характеризующим реализацию поставленной задачи, является выполнение критерия  $N-1$  при краткосрочном планировании и управлении режимами ЭС в режиме реального времени.

Считается, что в условиях эксплуатации изолированных ЭЭС критерий  $N-1$  выполняется, если при имеющемся в рабочем состоянии составе оборудования ЭЭС выдерживает отказ одного элемента без нарушения допустимых ограничений при функционировании системы. При этом остающееся в работе оборудование не должно подвергаться перегрузке, выход одной единицы не должен сопровождаться развитием нарушения.

В качестве единицы отказа оборудования с учетом критерия  $N-1$  принят отказ:

- одной ЛЭП;
- одного трансформатора (автотрансформатора);
- одного энергоблока электростанции;
- одного устройства компенсации РМ;
- одной секции или системы сборных шин.

Если в каких-то случаях  $N-1$  условия сохранения нормального функционирования не обеспечиваются, принимаются меры для сохранения допустимости режима. Это – оперативные действия по изменению схемы коммутации, изменению загрузки генераторов, регулированию напряжения.



Таким образом, для учета выполнения критерия  $N-1$  при оценке надежности функционирования изолированных ЭС в краткосрочной перспективе и для его соблюдения при планировании и ведении режимов необходимо в комплексе:

- определить возможные СРС;
- определить области допустимых режимов в схеме электрической сети с учетом всех СРС;
- определить резервы активной мощности и реактивной мощности, достаточные для сохранения устойчивости в случае отклонения режимных параметров от регламентированных значений.

СРС могут накладываться друг на друга, дополняться новыми условиями. Для их описания использовать критерий  $N-1$  не правомерно, поэтому используют критерий  $N-2$ , который показывает значения режимных параметров при отключении двух сетевых элементов.

Критерий  $N-2$  имеет место в случае отключения одного из элементов системы в ремонтном режиме (когда один из элементов был отключен заранее) или в нормальном режиме (в случае одновременного отключения двух элементов, когда один был поврежден, а второй отключился в результате срабатывания РЗ; двойное отключение возможно также в случае множественного отказа) [8].

Установлен порядок, в соответствии с которым в течение 15 минут после аварийного отключения элемента режим работы ЭЭС должен быть приведен в соответствие с новой топологией сети[42].

Предусматривается применение разнообразных схем ПАА, предотвращающих развитие аварийных нарушений и погашений.

Обобщенный алгоритм проведения исследования надежности по критерию  $N-i$ :

1. При управлении ЭЭС определяются спрос, генерация и сетевые параметры системы, исходя из общих балансовых представлений по мощности и энергии;

2. Выбирается базовый режим или несколько режимов, относительно которых предполагается исследование выполнимости критерия  $N-i$ . Этот выбор осуществляется либо экспертно, на основе знаний конкретной системы, либо с учетом нормативных рекомендаций по объединению совместно работающих систем. Далее с помощью модели расчета режимов исследуются выбранные режимы со всеми включенными элементами (правило  $N-0$ ). Оценивается, а в случае необходимости, обеспечивается дополнительными мероприятиями их допустимость, эффективность, гибкость и управляемость;

3. Выбирается вид критерия  $N-i$ :  $N-1$ ,  $N-2$  или  $N-3$ . Формируется набор конкретных событий под выбранный вид критерия  $N-i$ ;

4. Назначается совокупность условий, которым должен соответствовать режим системы после реализации выбранных событий;

5. По каждому расчетному режиму и конкретному событию расчетным путем проверяется – параметры послеаварийного режима;

6. Результаты расчетов сравниваются с предварительно определенными требованиями (совокупностью условий) к послеаварийным режимам. Удовлетворение параметров этих режимов требованиям позволяет сделать вывод, что выбранная форма критерия  $N-i$  выполняется и, следовательно, уровень надежности обеспечивается. В противном случае решается задача выбора мероприятий по удовлетворению требований к режимам.

## **1.2 Обеспечение надежности при управлении функционированием изолированных ЭЭС**

### **1.2.1 Обеспечение надежности при эксплуатации**

Актуальной проблемой для изолированных энергосистем является отсутствие связи с объединенной ЭС, слабая управляемость параметрами режима, обеспечение надежности энергоснабжения потребителей. Сложные природные условия, технические особенности и особенности конфигурации электрических сетей повышают вероятность возникновения аварийных ситуаций в таких энергосистемах.

Для обеспечения эксплуатационной надежности разрабатывается система мониторинга надежности в условиях эксплуатации, обеспечивающая фиксацию и обработку информации об отказах оборудования и объектов с целью оценки их состояния, анализа причин отказов, принятия необходимых мер по повышению надежности и выбора необходимых средств. Основным средством при этом является диагностика оборудования, контроль остаточного ресурса и обоснование ремонта по состоянию. Ограничением на применение ремонта по состоянию является необходимость заблаговременного планирования режимов работы изолированных ЭЭС, ОЭС и ЕЭС в целом.

При эксплуатации региональной изолированной ЭЭС важной задачей является определение показателей надежности основной структуры при планировании режимов на следующие сутки. При суточном планировании режимов величины располагаемой мощности электростанций, режимы электропотребления, основное оборудование, находящееся в ремонте, являются заданными. Решение задачи оценки показателей режимной надежности позволяет диспетчеру ЭЭС:

- обоснованно подходить к оптимизации ремонтно-профилактического обслуживания и разрешению заявок на вывод в ремонт основного генерирующего, сетевого и подстанционного оборудования;
- выявить возможный спектр критических ситуаций, возникающих в ЭЭС, и заблаговременно разработать мероприятия по их устранению;
- определить величины оперативного включенного резерва мощности.

### **1.2.2 Обеспечение надежности при управлении режимами**

Иерархическая система оперативно-диспетчерского и автоматического управления является одним из главных средств обеспечения надежности при управлении режимами энергосистем. Она поддерживает единство процесса в уникальной по сложности и протяженности технологической системе. Управление режимами, включая противоаварийное управление, является важным аспектом выполнения основных функций изолированных ЭЭС любого

уровня по поддержанию синхронной работы и электроснабжению потребителей с требуемым уровнем надежности. Оно используется при долгосрочном (месяц, квартал, год), краткосрочном (сутки, неделя) планировании, оперативном и автоматическом управлении в режиме реального времени.

Противоаварийное управление (ПУ) – одно из наиболее действенных средств по обеспечению надежности изолированных ЭЭС – осуществляет функции предотвращения нарушений режима в результате возмущений и ликвидацию возникших нарушений [41]. Соответствующие действия выполняются персоналом (в основном в предаварийных и послеаварийных условиях) и ПА. Часть функций ПУ выполняется системами АРЧМ и АРН, а также технологической автоматикой на электростанциях и у потребителей [41]. Поскольку установленные у потребителей электроприемники технологически являются составляющей электроэнергетической системы, то потребители должны активно участвовать в меру своих технологических возможностей в управлении режимами работы ЭЭС в качестве потребителей-регуляторов и в аварийных условиях.

Важно понимать, что режим изолированной работы может возникать как преднамеренно, так и вынужденно: в результате работы делительной автоматики по частоте или напряжению. В любом случае требуется принятие мер для обеспечения устойчивой работы энергооборудования, надежного электроснабжения потребителя, а также безопасного проведения работ персоналом.

По тем или иным причинам допускается работа ЭЭС в утяжеленных установившихся (вынужденных) режимах, которые характеризуются меньшей надежностью, некоторой перегрузкой отдельных элементов и, возможно, ухудшением качества электроэнергии. Длительное существование утяжеленного режима нежелательно, так как при этом существует повышенная опасность возникновения аварийной ситуации.

Наиболее опасными для изолированных ЭЭС являются аварийные режимы, вызванные КЗ и разрывами цепи передачи электроэнергии, в

частности, вследствие ложных срабатываний защит и автоматики, а также ошибок эксплуатационного персонала. Длительное существование аварийного режима недопустимо, так как при этом не обеспечивается нормальное электроснабжение потребителей и существует опасность дальнейшего развития аварии и распространения ее на соседние районы [1]. Для предотвращения возникновения аварии и предотвращения ее развития применяются средства автоматического и оперативного управления, которыми оснащаются диспетчерские центры, электростанции и подстанции.

Для быстрого восстановления питания потребителей или внутрисистемных связей путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты, применяется устройство АПВ [41]. В случае возникновения на ВЛ выдачи мощности устойчивого повреждения, в том числе устойчивого КЗ, при повторном включении ВЛ вновь возникает КЗ, она вновь отключается защитой и остается в отключенном состоянии до устранения повреждения ремонтным персоналом. В рассматриваемой энергосистеме Сахалинской области данная ситуация приводит к отделению части энергосистемы на изолированную работу, а именно при отключении ВЛ Сахалинская ГРЭС – Смирных.

Управление режимами включает в себя также планирование ремонтов генерирующего оборудования, электрических сетей, средств управления и их оперативное разрешение. Субъекты оперативно- диспетчерского управления координируют планы ремонтов с целью обеспечения надежного электроснабжения. На всех этапах планирования и координации ремонтов должно быть обеспечено соблюдение норм периодичности и продолжительности ремонтов, нормативов по надежности в отношении резервов, запасов пропускной способности электрических сетей, устойчивости и живучести энергосистем при возмущениях (в том числе за счет перестройки системной автоматики), наблюдаемости и технологической управляемости режимов энергосистем [10].

Управление в реальном времени предъявляет жёсткие требования к реакции расчётной модели, составляющей секунды при текущем ведении режимов и минуты при его оперативном внутрисуточном планировании. Методика оценки показателей надёжности основана на выборочном моделировании отказов линий электропередачи, генерирующих агрегатов, высоковольтных выключателей и других элементов ЭЭС с заданными интенсивностями отказов и длительностью восстановления и анализе их последствий [8, 9, 10]. Анализ включает:

- проверку способности изолированных ЭЭС противостоять внезапным возмущениям;
- оценку степени тяжести отдельных видов возмущений и их ранжирование;
- определение интегральных показателей надёжности;
- выработку стратегии (пусть даже в ущерб экономике) коррекции параметров режима.

При оперативном управлении режимами изолированных ЭЭС с учётом фактора надёжности требуется быстрая оценка допустимости перехода системы из одного состояния в другое, т.е. допустимости существования послеаварийного или некоторого планируемого режима.

Управление режимами изолированных ЭЭС в темпе процесса с учетом фактора надёжности требует решения комплекса задач, начиная с формирования модели установившегося режима ЭЭС на основании текущей телеинформации или данных сверхкраткосрочного прогноза и заканчивая нахождением вектора управления, обеспечивающего выполнение требований оптимальности и надёжности функционирования ЭЭС [5, 6, 7, 8, 10].

### **1.3 Схемно-режимные ситуации в электрических сетях энергосистем**

При расчетах электрических режимов выделяют основные и дополнительные СРС [10].

К основным СРС относят:

- аварийное отключение ЛЭП/трансформаторов и АТ

Аварийное отключение ЛЭП может приводить к значительному ограничению выдачи мощности электрическими станциями, снижению пропускной способности оставшихся в работе связей, нарушению электроснабжения больших районов, разделению ЭС. Поэтому принимаются необходимые меры к быстрому включению отключившихся ЛЭП.

Причиной аварийного отключения чаще всего являются короткие замыкания и обрывы фазных проводов, вызванные атмосферными и внутренними перенапряжениями. Обрыв провода происходит под сильным воздействием ветра, из-за пляски или вибрации проводов и гололедно-изморозевых отложений. Грозовые перекрытия изоляции, возгорание деревянных опор, ослабление механической прочности деталей опор, повреждение опор и проводов автотранспортом и механизмами также являются возможной причиной отключения ЛЭП. Помимо отключения всей ЛЭП может произойти отключение одной из цепей двухцепной ЛЭП.

Во время эксплуатации не исключено возникновение различного рода дефектов и неполадок трансформаторов и АТ, в разной степени отражающихся на их работе. Этот вид оборудования повреждается значительно реже, чем ЛЭП, но отказ трансформатора ведет к тяжелым последствиям, а восстановление его работоспособности требует длительного времени. Причины повреждений заключаются в неудовлетворительных условиях эксплуатации, некачественном ремонте и монтаже. Немалую роль играют дефекты отдельных элементов конструкции современных трансформаторов, применение недостаточно высокого качества изоляционных материалов. Типичными являются повреждения изоляции, магнитопроводов, переключающих устройств, отводов, маслонаполненных и фарфоровых вводов.

Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей различной категории предусматривается наличие одного, двух или трех параллельно работающих трансформаторов. В режиме с отключением одного из трансформаторов на ПС может наблюдаться перегруз оставшегося в работе. Перегруз трансформатора негативно сказывается на сроке его эксплуатации.

Для устранения перегруза необходима организация автоматики разгрузки трансформатора с действием на отключение нагрузки.

- вывод ЛЭП/трансформаторов в ремонт и ввод в работу

Вывод ЛЭП/трансформаторов в ремонт и ввод в работу, в отличие от аварийного отключения, производится по плану. Данная операция сопровождается рядом оперативных мероприятий, необходимых для обеспечения безопасного для оборудования и электрической сети режима работы.

- режим холостого хода ЛЭП (одностороннее включение ЛЭП)

Режим холостого хода ЛЭП возникает при отключении электрической нагрузки, при включении линии под напряжение в первые часы после ее монтажа, а также в период синхронизации (включении на параллельную работу) ЭС посредством объединяющей их ЛЭП.

При включении ЛЭП на холостой ход возможно повышение напряжения сверх допустимого значения на приемном конце ЛЭП. Повышение напряжения в конце линии при холостом ходе объясняется влиянием емкостного тока, который в длинных линиях высокого напряжения может достигать значительной величины. Емкостный ток, опережая по фазе создающее его напряжение, вызывает такое падение напряжения в индуктивности линии, которое и приводит к увеличению напряжения в конце линии по сравнению с напряжением в ее начале.

- аварийное отключение генераторов

Причинами отключения генераторов могут быть аварийные ситуации, а также отключение генераторов используют в качестве мероприятия по сохранению динамической устойчивости. Автоматическое отключение генераторов осуществляется соответствующими устройствами РЗ при различных повреждениях, чаще коротких замыканиях. Автоматическое отключение генератора нарушает баланс генерируемой и потребляемой активной и реактивной мощностей. В результате ограничивается выдача мощностей от шин электрической станции для электроснабжения



потребителей. Длительная потеря генераторных мощностей ведет к увеличению вероятности развития аварийных ситуаций [42].

- аварийное обесточивание секции шин

СШ могут отключиться при наличии КЗ на шинах секции или при неотключившемся КЗ на присоединении, отходящем от СШ, и отказе в действии его выключателя или защиты. В результате чего элементы, подключенные к СШ, будут выведены из работы.

#### **Выводы по разделу:**

- 1) Рассмотрены технологические аспекты обеспечения надежности изолированных энергосистем;
- 2) Рассмотрен вопрос оценки надежности изолированных энергосистем при выполнении критериев  $N-1$  и  $N-2$ ;
- 3) Изучено обеспечение надежности при управлении функционированием изолированных ЭЭС, обеспечение надежности при эксплуатации и при управлении режимами;
- 4) Рассмотрены схемно-режимные ситуации в электрических сетях энергосистем.

## **РАЗДЕЛ 2 СПОСОБЫ ЛИКВИДАЦИИ ПРОВАЛОВ И СКАЧКОВ НАПРЯЖЕНИЯ**

Одним из важнейших режимных параметров ЭЭС является напряжение, значения которого в наибольшей степени связано с перетоками реактивной мощности [1,4,9,10,15]. Основными средствами регулирования напряжения являются генераторы электрических станций и трансформаторы с РПН и ПБВ. Если диапазона регулирования генераторов и трансформаторов не хватает для регулирования РМ, то требуется установка УКРМ.

Наиболее распространенными УКРМ являются ШР и КБ, имеющие ряд недостатков [4, 15, 20, 21, 22, 27, 34].

Установка ШР оказывает неблагоприятное влияние на пропускную способность линий электропередачи, а также приводит к повышенным потерям активной мощности. Это обусловлено в значительной степени невозможностью их частой коммутации из-за низкой эксплуатационной надежности реакторных выключателей и недостаточного коммутационного ресурса, и характерно для протяженных линий электропередачи.

Включение КБ сопровождается бросками тока, а отключение – перенапряжением, что отрицательно сказывается на сроке службы конденсаторов и коммутационной аппаратуры. Поэтому установку КБ, оборудованную выключателями (контакторами), не рекомендуется включать-выключать более 2 – 4 раз за сутки. Для ограничения бросков тока конденсаторы перед включением обязательно должны быть разряжены с помощью разрядных резисторов или трансформаторов напряжения. Обычно эти устройства постоянно подключены к конденсаторам, а резисторы могут быть встроены внутри конденсатора. Такие установки КБ применяются только для регулирования РМ с целью обеспечения ее баланса в той или иной точке сети или в узле нагрузки и для снижения потерь напряжения в передающей сети, а также потерь мощности и электроэнергии.

КБ допускают только ступенчатое регулирование мощности, которое бывает одноступенчатым, когда отключается или включается сразу вся

установка, и многоступенчатым при отключении или включении по секциям. КБ имеют технический недостаток, заключающийся в отрицательном регулирующем эффекте, т.е. при снижении напряжения на шинах потребителей уменьшается генерация РМ КБ.

Более плавное и гибкое изменение напряжения можно осуществить за счет управляемых устройств, к которым относятся: УШР, СТК, СТАТКОМ, комбинированные установки УШР+БСК (ИРМ) и другие [2,3,5,6,7,8,11,12,16].

Все большее применение в электрических сетях находят устройства СТК, обеспечивающие возможность безынерционного регулирования реактивной мощности.

Быстрое развитие мирового производства СТК определяется их преимуществами по отношению к традиционным средствам компенсации реактивной мощности в решении ряда актуальных задач электроэнергетики. К числу таких задач относится необходимость компенсации реактивной мощности в местах потребления электроэнергии и на промежуточных подстанциях длинных линий с целью повышения стабильности напряжения у потребителей [17], снижения потерь в линиях электропередач и в системах электроснабжения потребителей, повышения пропускной способности электропередач.

## **2.1 Статические тиристорные компенсаторы**

СТК – комбинированная электроустановка, содержащая одну или несколько ТРГ, ФКУ и/или конденсаторные установки и систему автоматического управления СТК.

СТК является устройством, обеспечивающим повышение эффективности работы систем передачи и распределения электроэнергии. Основные функции СТК:

- регулирование напряжения;
- повышение статической и динамической устойчивости электроэнергетических систем;
- ограничение коммутационных перенапряжений;

- симметрирование напряжений.

Основу СТК составляют накопительные элементы (емкости, индуктивности), реакторно-тиристорные и конденсаторно-тиристорные блоки. СТК за счет тиристорного управления обладают исключительным быстродействием и осуществляют безынерционное плавное регулирование (наибольшая скорость регулирования от 1% до 100% за 0,3 сек) реактивной мощности во всем диапазоне от мощности, генерируемой конденсаторами, до мощности, потребляемой индуктивностью.

СТК разрабатываются в двух основных модификациях: для промышленных установок типа дуговых сталеплавильных печей (ДСП) и тиристорных приводов прокатных станов и для высоковольтных линий электропередачи. Также есть специальное исполнение СТК для применения на тяговых подстанциях электрифицированных железных дорог.

На практике используются два типа тиристорных компенсаторов: установки СТК-1 (рисунок 1, а) с базовой емкостью  $C$  и управляемой тиристорами  $VS$  индуктивностью  $L$ , содержащие конденсаторную и тиристорно-реакторную или тиристорно-трансреакторные группы (КГ+ТРГ), и установки СТК-2 (рисунок 1, б) с переключаемыми ступенями с помощью тиристорных конденсаторов и управляемой тиристорами индуктивностью, содержащие тиристорно-конденсаторные и тиристорно-реакторную группы (ТКГ+ТРГ).

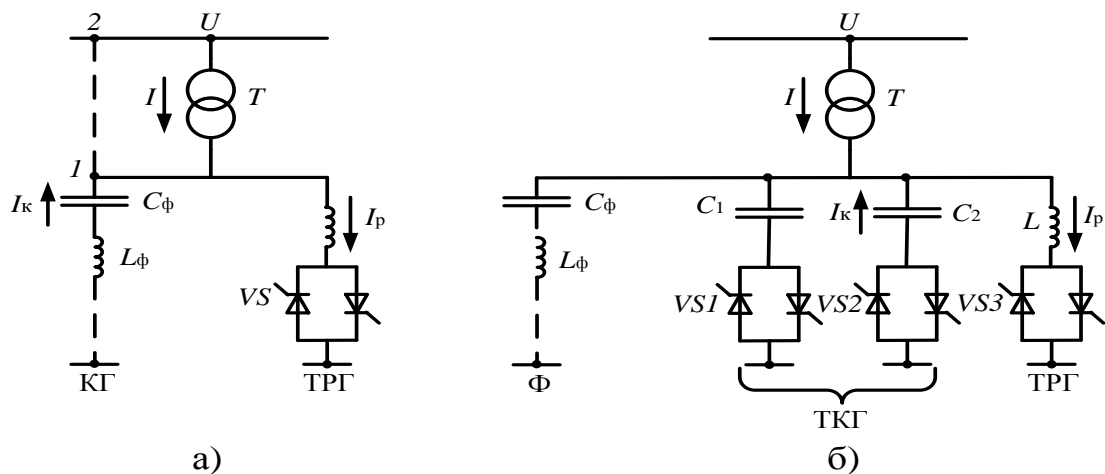


Рисунок 1 – Схемы СТК: а) СТК-1, б) СТК-2

На рисунке 1, *а* и *б* штриховыми линиями показаны дополнительные элементы для фильтрации гармоник тока, создаваемых при плавном регулировании ТРГ, если конденсаторная часть не справляется с этой задачей или вовсе отсутствует.

Угол зажигания тиристоров ТРГ может быстро изменяться таким образом, чтобы ток в реакторе отслеживал ток нагрузки или реактивную мощность в энергосистеме.

Система управления и защиты СТК обеспечивает быструю компенсацию реактивной мощности нагрузки и поддержание регулируемого параметра в соответствии с заданной установкой, выполняет защиту оборудования СТК, контроль и сигнализацию отказов и может быть модифицирована под конкретные требования.

СТК имеет уровень автоматизации, обеспечивающий его работу без постоянного присутствия персонала. Управление СТК осуществляется от пульта дистанционного управления (ПДУ СТК) или от АСУ ТП через внешний интерфейс.

Вольт-амперная характеристика СТК приведена на рисунке 2.

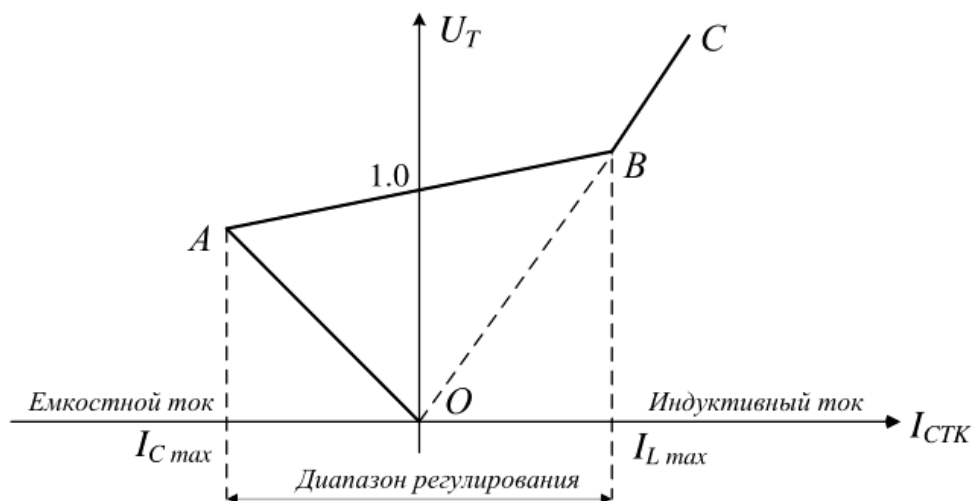


Рисунок 2 – Вольт-амперная характеристика СТК

Характеристика имеет наклон, определяемый заданными условиями точности поддержания напряжения и располагаемой мощностью компенсатора, способствующий обеспечению параллельной работы СТК.

Существуют три рабочие области, определяющие функционирование СТК в стационарном режиме [5]:

- диапазон регулирования, в котором поддерживается заданное значение напряжения в узле подключения СТК. Эта область определяется рабочей точкой на характеристике АВ в результате генерации или потребления необходимой реактивной мощности.

- область повышенного напряжения – ВС, в которой компенсатор работает максимально в индуктивном режиме подобно нерегулируемому реактору.

- область пониженного напряжения – ОА, в которой компенсатор работает максимально в емкостном режиме, подобно нерегулируемой КБ. Стоит отметить, что в этом режиме для СТК характерен отрицательный регулирующий эффект по напряжению, присущий КБ.

Разработано много типов статических компенсирующих устройств на базе управляемых реакторов и конденсаторов в основном с применением управляемых вентилей (тиристоров). Наибольшее распространение в зарубежной и отечественной практике получили устройства прямой и косвенной компенсации.

Статические компенсирующие устройства прямой компенсации осуществляют ступенчатое регулирование реактивной мощности с помощью включения и отключения батарей конденсаторов или фильтров высших гармоник при изменении реактивной мощности электроприемников.

Принципиальная схема компенсирующего устройства прямой компенсации показана на рисунке 3.

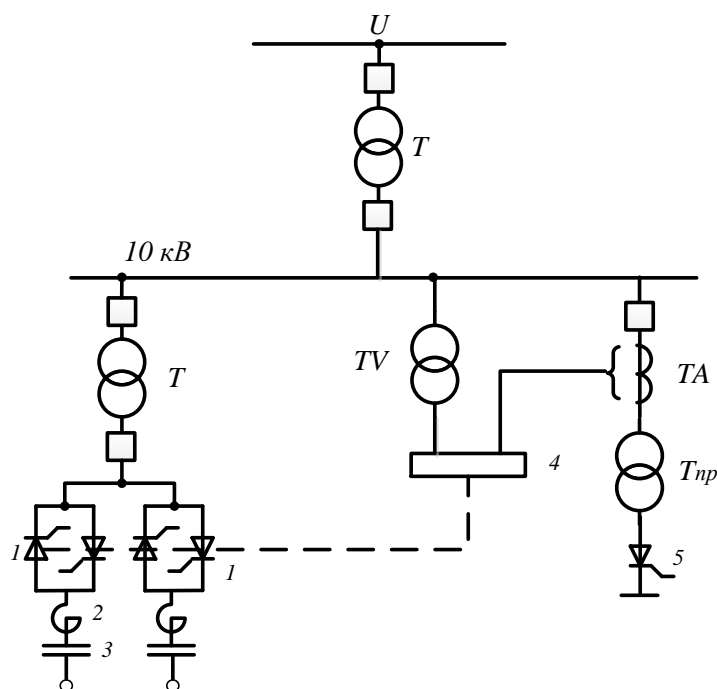


Рисунок 3 – Принципиальная схема компенсирующего устройства прямой компенсации: 1 – тиристорные ключи; 2 – реактор; 3 – конденсаторная батарея; 4 – устройство для управления тиристорными ключами, 5 – нагрузка (тиристорный преобразователь)

Быстродействие устройства прямой компенсации в основном определяется запаздыванием включения или отключения секций батарей конденсаторов на период питающего напряжения (0,02 с) при условии непрерывного изменения реактивной мощности. Одним из преимуществ устройств прямой компенсации является то, что они не генерируют в сеть высшие гармоники.

Для обеспечения быстродействия в качестве контакторов или выключателей на каждой ступени применяются тиристорные ключи. Для исключения переходных процессов при включении, которые будут приводить только к увеличению колебаний напряжения, включение конденсаторов тиристорными ключами осуществляется в тот момент, когда напряжение сети и конденсаторов равны как по величине, так и по полярности.

Статические компенсирующие устройства косвенной компенсации состоят из двух частей: плавно регулирующего индуктивного элемента

(реактора) для компенсации колебаний напряжения и нерегулируемой части – батарей конденсаторов или фильтров высших гармоник.

Принципиальная схема статического компенсирующего устройства косвенной компенсации представлена на рисунке 4.

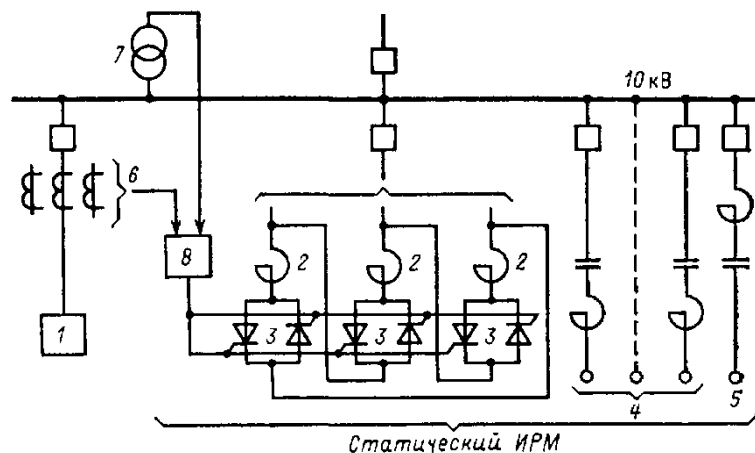


Рисунок 4 – Принципиальная схема статического компенсирующего устройства косвенной компенсации: 1 – нагрузка; 2 – управляемые реакторы; 3 – тиристорные ключи; 4 – фильтры высших гармоник токов; 5 – батареи конденсаторов; 6, 7 – трансформаторы тока и напряжения; 8 – система фазоимпульсного управления тиристорами

Принцип косвенной компенсации для уменьшения колебаний напряжения заключается в том, что управляемый реактор потребляет реактивную мощность тогда, когда ее не потребляет резкопеременная нагрузка, и наоборот.

Регулирование тока в реакторе может осуществляться различными способами. В настоящее время применяется регулирование тока в реакторе с помощью встречно-параллельно включенных тиристоров. Такая схема обеспечивает плавное регулирование реактивной мощности с временем задержки 0,01 с.

На рисунке 5 типовая схема СТК [4], которая состоит из постоянно подключенных ФКЦ мощностью  $Q_m$  и одной или нескольких ТРГ суммарной мощностью  $2Q_m$ , диапазон плавного регулирования реактивной мощности СТК от  $-Q_m$  до  $+Q_m$ .



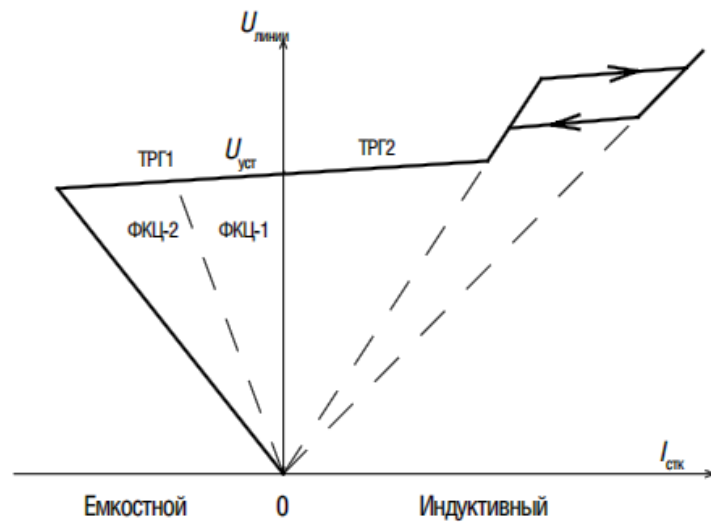
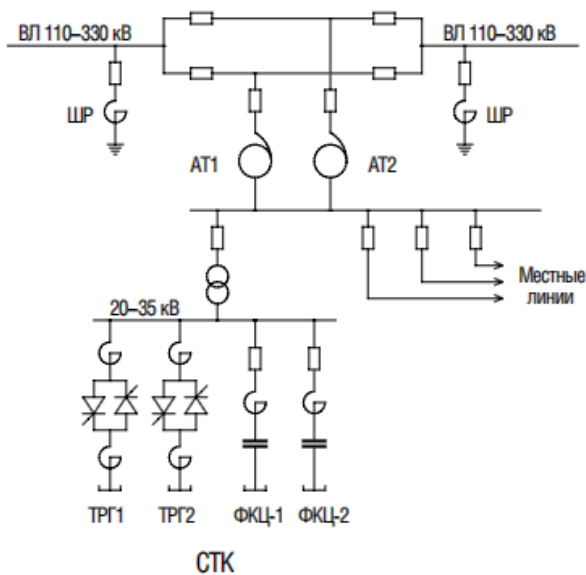


Рисунок 5 – Типовая схема СТК (ТРГ+ФКЦ) и ее регулировочная характеристика

Оборудование СТК обычно выполняется на класс напряжения от 10 до 35 кВ и подключается либо через специальный понижающий трансформатор к шинам подстанции, либо к третичной обмотке подстанционного автотрансформатора.

Все оборудование СТК, кроме вентилях и выключателей, устанавливается на открытой части ПС.

Преимущества такого подключения СТК по сравнению с выполнением его на класс напряжения 110 или 220 кВ заключаются в снижении затрат на коммутационную аппаратуру и другие аппараты, а также оборудование СТК и его обслуживание. При большой мощности СТК оборудование ТРГ разбивается на несколько одинаковых групп. При этом снижаются потери в оборудовании СТК за счет применения плавно-ступенчатого регулирования, уменьшается уровень токов высших гармоник и повышается его надежность – при аварийном отключении одной группы остальные остаются в работе.

ТРГ включает в себя три фазы, соединенные в треугольник. Индуктивность реактора выбирается из условия полного открытия VS в номинальном режиме.

Система управления ТРГ вырабатывает световые управляющие импульсы для открытия вентиля и обеспечивает также функции защиты и сигнализации тиристорной части СТК. Вход системы управления связан с выходом регулятора СТК, который контролирует отклонение регулируемых параметров электрической сети, например напряжения на шинах ПС. Регулирование может осуществляться по параметрам любой системы шин ПС или любой отходящей линии вне зависимости подключения СТК. Кроме того, предусмотрена возможность регулирования по комбинированным параметрам, например стабилизация напряжения с коррекцией по передаваемой по линии мощности или в других комбинациях. Регулятор осуществляет управление одной ТРГ плавно путем изменения угла включения вентиля, а остальными ТРГ по закону: «включено»-«выключено», что существенно снижает содержание высших гармоник в сетевом токе СТК.

Надежность работы системы управления и регулирования обеспечивается программным способом за счет резервирования каналов управления, а цифровое построение системы позволяет включить ее в АСУ ПС.

## **2.2 Технические параметры СТК**

В отличие от других видов силового электрооборудования СТК не имеет стандартного ряда типономиналов. Номинальная мощность ФКЦ и ТРГ, а также класс напряжения оборудования выбирается для каждого конкретного объекта установки в зависимости от назначения СТК, параметров схемы электроснабжения, вида компенсируемой нагрузки и требований по качеству электроэнергии или регулирующим функциям.

Процесс проектирования СТК начинается с системного инжиниринга, который включает в себя следующие этапы:

1. Математические расчеты режимов работы подстанции и нагрузки с целью определения требуемого диапазона регулирования реактивной мощности;
2. Выбор мощности и количества ТРГ и ФКЦ;

3. Расчет частотных характеристик системы электроснабжения с СТК, коэффициентов несинусоидальности токов и напряжений на шинах ВН и НН, оптимизация структуры ФКЦ;

4. Расчет параметров силового оборудования (тиристорные вентили, реакторы и конденсаторные батареи) и разработка технических требований по каждому виду оборудования;

5. Разработка алгоритмов регулирования, их проверка и оптимизация на математических моделях в статических и динамических режимах работы.

По результатам этих работ формируются и представляются заказчику развернутое техническое и коммерческое предложения на изготовление и поставку СТК.

Основные технические параметры СТК:

- номинальное напряжение – от 6 до 35 кВ;
- номинальная мощность – от 5 до 200 Мвар;
- тиристорные вентили – модульная конструкция, световая система управления и контроля, жидкостное охлаждение.
- система управления и защиты – полностью цифровая специализированная система с большим объемом сервисного программного обеспечения.
- конденсаторные батареи – конденсаторы напряжением 6-12 кВ мощностью 300-700 квар. Поставляются в комплекте с опорными изоляторами, ошиновкой и ТТ небалансной защиты;
- реакторы компенсирующие и фильтровые – сухие, наружной установки, без сердечника с компаундированной слоевой обмоткой.

Комплект поставки СТК включает:

- высоковольтный встречно-параллельный тиристорный вентиль;
- система водяного охлаждения;
- компенсирующие реакторы;
- КБ и реакторы фильтров;
- система автоматического управления и защиты СТК.

Возможна поставка ФКУ в виде набора коммутируемых выключателями ФКЦ. В объем поставки ФКУ входят:

- КБ и реакторы ФКЦ;
- шкаф автоматического управления и защиты.

Для ПС различного напряжения единичные мощности СТК приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Единичные мощности СТК

<b>Напряжение ПС, кВ</b>	<b>Мощность СТК, Мвар</b>
35	5 – 25
220/110	50 – 100
500/220, 110	150 – 300
750/330	250 – 500
1150/500	600 – 1200

### **2.3 Применение СТК в сетях различных классов напряжения**

Существуют 4 типа установок СТК, зависящие от места и роли в общей системе передачи и распределения электроэнергии. Условная схема передачи и распределения электроэнергии с установкой СТК приведена на рисунке 6, где показаны классы напряжений линий и подстанций, протяженность линий, основное оборудование подстанций, мощные потребители электроэнергии с переменной нагрузкой.

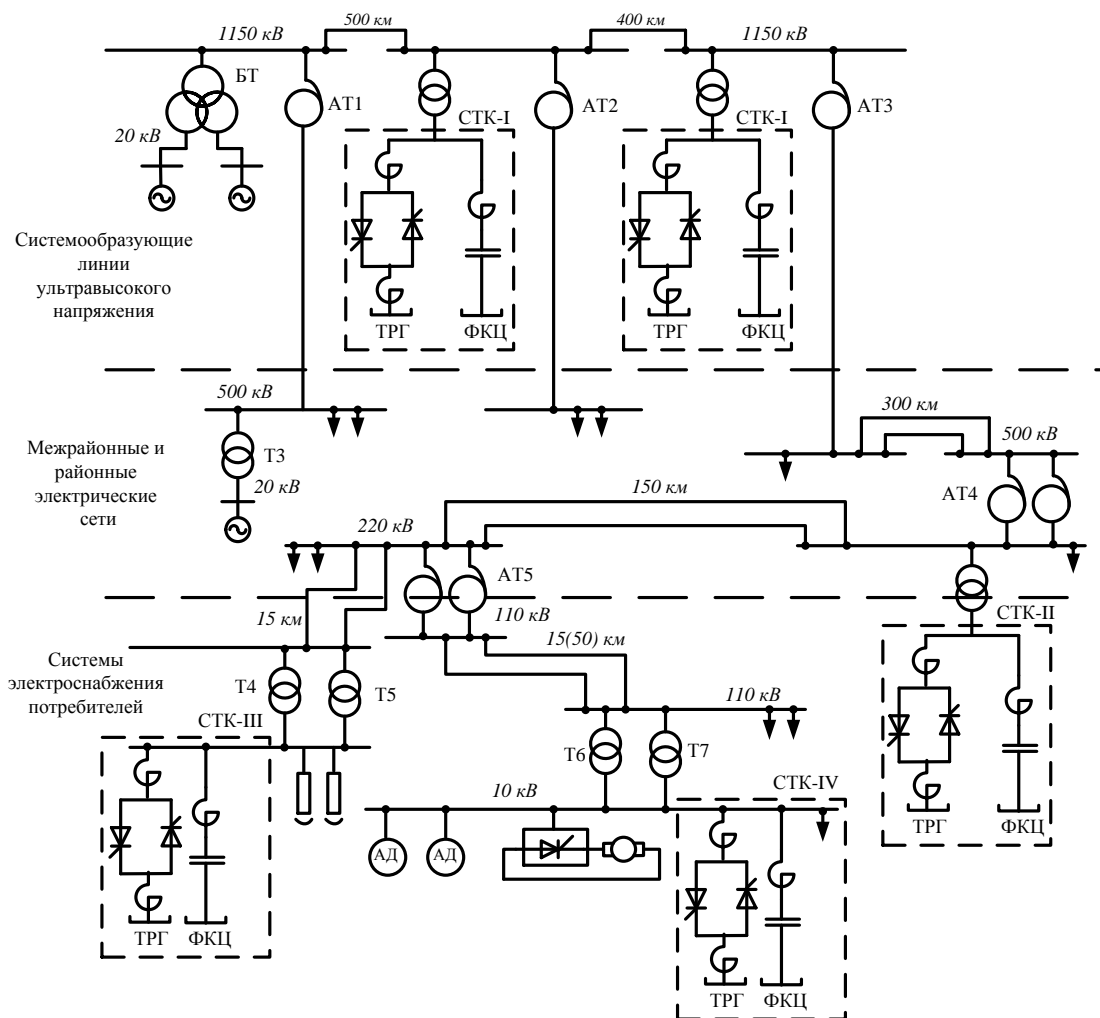


Рисунок 6 – Условная схема передачи и распределения электроэнергии [3]: АТ — автотрансформатор; БТ — блочный трансформатор; Т — трансформатор; ВП — вентильный преобразователь; СТК — статический тиристорный компенсатор

Компенсаторы типа СТК-I устанавливаются на системообразующих линиях электропередачи напряжением до 1150 кВ, передающие энергию от генерирующих станций к межрайонным и районным подстанциям.

СТК типа II используются на районных ПС, где электрические сети межрайонного значения имеют напряжение 220–500 кВ. Основная функция таких СТК – регулирование РМ в зависимости от передаваемой по линии активной мощности. Алгоритм работы СТК следующий: перед включением линии ФКЦ отключены, СТК находится в состоянии готовности. При появлении напряжения на приемном конце линии в этот же полупериод

частоты сети ТРГ включается в режиме непрерывного тока, т.е. с полной индуктивной проводимостью. После окончания переходного режима включения линии СТК переводится в режим регулирования напряжения на линии, подключая ФКЦ по мере роста передаваемой мощности.

СТК типа II применяются для сетей 110–330 кВ и устанавливаются на крупных районных подстанциях в узлах подключения местных нагрузок и служат, в основном, для регулирования напряжения на шинах подстанции. Использование таких СТК обеспечивает повышение пропускной способности и устойчивости электропередач, в частности, за счет демпфирования колебаний активной мощности в линии. При этом увеличение пропускной способности электропередачи достигает 1–2 МВт на 1 Мвар установленной мощности СТК.

СТК типа III обеспечивает быстродействующую компенсацию РМ нагрузки и улучшение показателей качества электроэнергии. Так, коэффициент реактивной мощности нагрузки  $\cos\varphi$  увеличивается до 0,97, снижаются колебания напряжения в питающей сети. Кроме этого, работа СТК улучшает использование электропечного оборудования и повышает производительность работы ДСП.

СТК типа IV применяются для промышленных сетей 6 и 10 кВ и обеспечивают быстродействующую компенсацию РМ в сетях с симметричным и несимметричным потреблением РМ (например, ДСП, электрифицированный ЖД-транспорт, мощные тиристорные приводы электродвигателей и т.п.) и стабилизацию напряжения на шинах потребителя, фильтрацию высших гармоник. Подключение такого типа СТК к сети осуществляется без применения трансформатора.

Использование СТК на предприятиях с мощными ДСП одновременно с выполнением им основных функций приводит к улучшению качественных и количественных показателей сталеплавильного процесса. Основные преимущества применения СТК следующие:

- существенное снижение возмущений в питающей сети;

- возможность подключения мощных печей к энергосистемам с низкой мощностью КЗ;
- повышение среднего коэффициента мощности;
- снижение токов высших гармоник, текущих в энергосистему;
- компенсация несимметрии токов фаз ДСП;
- увеличение вводимой в печь мощности за счет стабилизации напряжения, обеспечивающее снижение времени плавки и повышение производительности печи;
- снижение расхода электродов и увеличение срока службы футеровки за счет стабилизации процесса горения дуги;
- предотвращения резонансных явлений за счет установки фиксированных фильтров высших гармоник.

По результатам расчета СРС (Глава 3) было принято решение о применении СТК напряжением 35 кВ мощностью  $\pm 25$  Мвар. Схема с выбором устройств приведена на рисунке 7 [2].

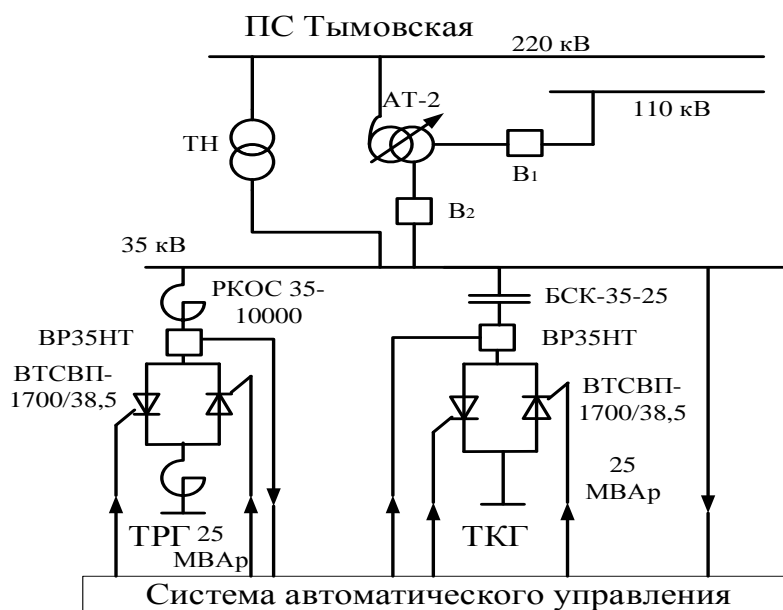


Рисунок 7 – Принципиальная схема СТК  $\pm 25$  Мвар

Принципиальная схема СТК  $\pm 25$  Мвар включает в себя:

- ТРГ мощностью 25 Мвар, состоящую из сдвоенных сухих (без магнитопровода) компенсирующих реакторов типа РКФС35-10000 и тиристорных вентилях типа ВТСВП-1700/38,5;

- КБ мощностью 25 Мвар, состоящие из конденсаторов единичной мощностью 300 квар с экологически чистым диэлектриком;
- САУ, обеспечивающую автоматическое управление режимом работы СТК.

## **2.4 Источники реактивной мощности**

Для управления режимами по РМ и напряжению наряду с применением СТК, используются ИРМ.

ИРМ включают в себя УШР, БСК, ФКУ и САУ. Схема подключения ИРМ позволяет плавно регулировать напряжения в сети в большом диапазоне от -100% до +200% от номинального значения. Применение ИРМ повышает надежность функционирования системообразующих сетей за счет нормализации режимных параметров транзитных ЛЭП и условий работы генераторов электростанций. ИРМ, применяемые для ЛЭП, являются составной частью «интеллектуальных» (Smart Grid) сетей, которые на нынешней день являются очень важным направлением развития энергетической отрасли.

ИРМ способны решать следующие основные задачи:

- повышение пропускной способности межсистемных связей;
- автоматическая стабилизация уровней напряжения;
- оптимизация режимов работы электрических сетей и снижение потерь электроэнергии;
- обеспечение требуемой загрузки генераторов электростанций по РМ;
- снижение числа коммутации выключателей;
- снижение числа переключений устройств РПН трансформаторов и АТ.

Область применения ИРМ распространяется на следующие виды электрических сетей:

- сети с резкопеременным графиком нагрузок;



- сети с изношенным коммутационным и трансформаторным оборудованием, которое часто используется для регулирования уровней напряжения;
- сети, образованные длинными транзитами, имеющими тенденцию к частому изменению величины и/или направления потоков мощности;
- сети, питающие потребителей с повышенными требованиями к стабильности напряжения;
- сети с повышенными потерями;
- сети, режим работы которых не позволяет обеспечить допустимую загрузку генераторов по реактивной мощности.

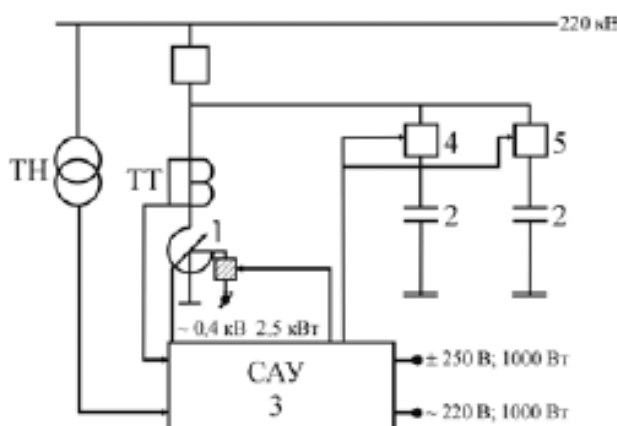


Рисунок 8 – Принципиальная схема ИРМ:

ТН - трансформатор напряжения; ТТ - трансформатор тока

роль встречно параллельного тиристорного вентиля – насыщаемый стержень. В результате вместо трех силовых элементов имеет место один. УШР, в отличие от СТК, не требует установки мощных фильтров высших гармоник для обеспечения качества напряжения. На рисунке 9 представлен принципиальная схема УШРП и характерные режимы работы.

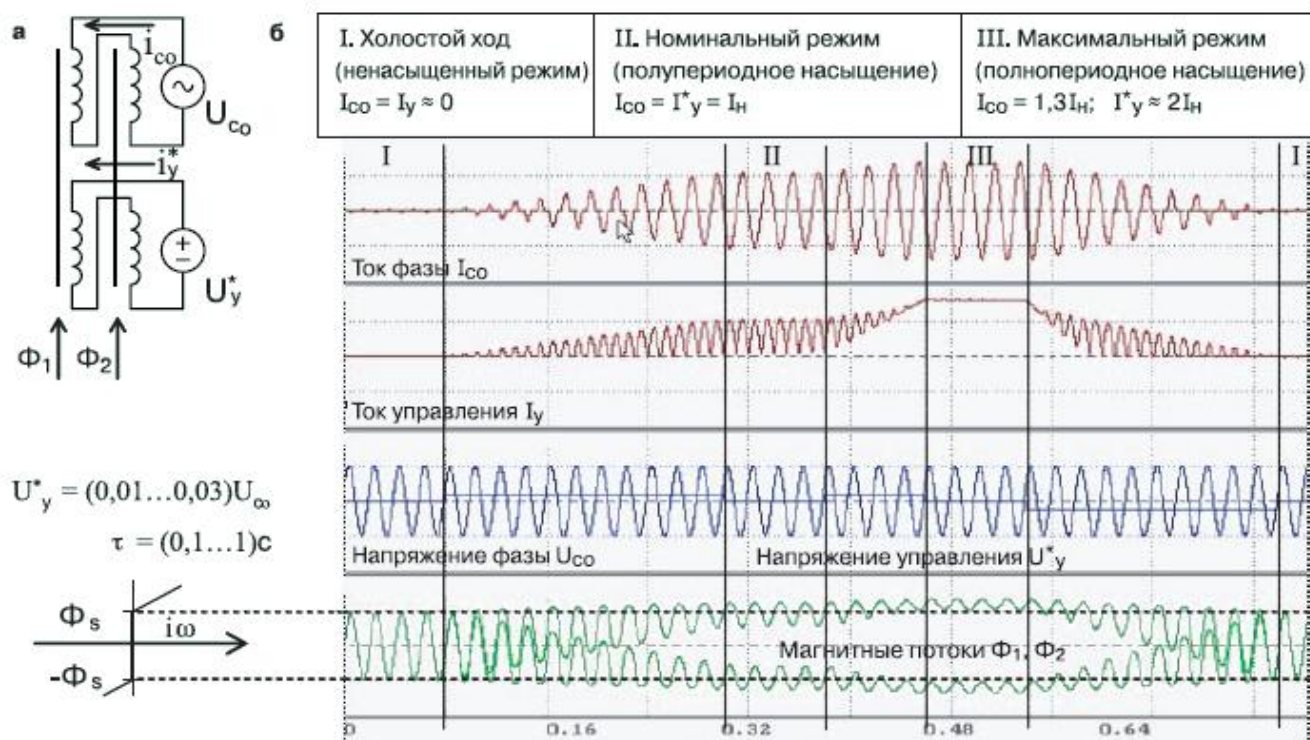


Рисунок 9 – Принцип действия УШРП: а) принципиальная схема фазы, б) характерные режимы

Конструктивно и технологически электромагнитная часть УШР представляет собой обычный трехфазный трансформатор, по изготовлению, монтажу и обслуживанию в эксплуатации аналогичный маслонаполненному оборудованию наружной установки – трансформаторам или неуправляемым реакторам соответствующего класса напряжения и мощности. Изменение индуктивности УШР достигается путем насыщения магнитной системы управляемыми по величине магнитными потоками. В результате достигается плавное регулирование величины потребляемой мощности реактора практически от нуля и до номинального значения, а также обратно за время от 0,3 с или более в соответствии с требованиями режима.

Фаза управляемого реактора — это по существу двухобмоточный трансформатор с расщепленным стержнем. Одна из обмоток, сетевая, подключена к электрической сети ( $U_{CO}$ ), вторая — управляющая, подключена к регулируемому по величине источнику постоянного напряжения ( $U_Y$ ). Секции сетевой и управляющей обмоток включены встречно параллельно и не имеют прямой электромагнитной связи. Каждая из обмоток фазы создает свои магнитные потоки: сетевая обмотка - переменный поток промышленной частоты; управляющая - постоянный, регулируемый по величине поток подмагничивания. Постоянный поток подмагничивания смещает переменный поток в область насыщения кривой намагничивания стали, что и приводит к изменению индуктивного сопротивления устройства. Магнитная система одной фазы типичного УШР содержит два стержня с обмотками, вертикальные и горизонтальные ярма. На каждом стержне размещены обмотки управления, соединенные встречно, и сетевые обмотки, соединенные согласно (возможен вариант конструкции, когда сетевая обмотка одна и охватывает оба стержня). При подключении к обмоткам управления регулируемого источника постоянного напряжения, например, выпрямителя, ток в обмотках управления приводит к возникновению и нарастанию потока подмагничивания, который в соседних стержнях направлен в разные стороны. Так как на поток подмагничивания накладывается переменный поток сетевой обмотки, результирующий поток смещается в область насыщения стали, то есть стержни оказываются насыщенными некоторую часть периода. В свою очередь, насыщение стержней приводит к возникновению и возрастанию тока в сетевой обмотке. Так как стержни насыщены часть полупериода синусоиды, ток реактора оказывается искаженным, в нем присутствуют высшие гармоники. Существует характерный (особенный) промежуточный режим, при котором поток подмагничивания становится равным амплитуде переменного магнитного потока. Этот режим характеризуется тем, что время насыщенного состояния стержней одинаково и равно половине периода синусоиды. В этом режиме в токе реактора высшие гармоники практически отсутствуют, и ток

имеет чисто синусоидальную форму. Обычно УШР проектируется таким образом, чтобы его номинальный режим (100 %) был близок к такому режиму.

Единственным элементом внутренней установки УШР, обеспечивающим его управление и контроль, является система автоматического управления (САУ). В ее функции входит реализация следующих задач и алгоритмов:

- автоматическая стабилизация напряжения в точке подключения УШР к сети в соответствии с заданными уставками регулирования,
- автоматическое поддержание заданного значения потребляемой реактивной мощности (или тока СО),
- автоматический переход на работу с резервным трехфазным трансформатором с тиристорным преобразователем (далее – ТМП) (если его выключатель включен) при неисправности основного ТМП, автоматический переход на минимальное (предварительное) подмагничивание от динамического ТМП при отсутствии питания УШР и в циклах ТАПВ, ОАПВ,
- режим ручного управления оператором с лицевой панели САУ,
- возможность интеграции в АСУ ТП подстанции и дистанционного управления режимами работы УШР,
- контроль перегрузки реактора по току СО и току подмагничивания, а также температуре ТМП с автоматическим ограничением мощности и выдачей сигнала,
- обеспечение и контроль тока подмагничивания при включении УШР в сеть,
- индикация параметров режима, заданных уставок регулирования и состояния схемы.

В САУ ИРМ устанавливают заданное для регулирования напряжение сети (стабилизации напряжения), минимальный ток реактора, максимальный ток реактора и задержку времени  $\Delta t$  между соседними коммутациями секций КБ (включениями или отключениями секционных выключателей). Обычно интервал времени коммутации секций КБ  $\Delta t$  составляет 1–10 минут, в

зависимости от параметров ИРМ и сети. Затем управляемый подмагничиванием реактор выключателями подключают к сети. При малой нагрузке или ее отсутствии (что имеет место, например, в часы ночного провала нагрузки) в сети имеется избыток реактивной мощности из-за емкостных токов распределенной емкости высоковольтной сети на землю. В результате напряжение в сети увеличивается выше заданного, что фиксируется трансформаторами напряжения ТН, и САУ вырабатывает команду на увеличение тока подмагничивания реактора. В результате ток реактора увеличивается (вплоть до максимального тока), ИРМ переходит в режим потребления реактивной мощности. При этом САУ отслеживает изменение напряжения из-за колебаний нагрузки в сети и осуществляет регулирование его значения на уровне заданной уставки за счет плавного, непрерывного изменения тока подмагничивания реактора. При увеличении нагрузки в сети возникает недостаток реактивной мощности. Система САУ, реагируя на снижение напряжения и проверяя условие тока реактора (меньше минимального), дает команду на подключение к сети выключателем одной секции конденсаторной батареи, переводя ИРМ в режим выработки реактивной мощности. При этом плавное регулирование напряжения и реактивной мощности осуществляется реактором. При дальнейшем увеличении нагрузки сети снова возникают условия, при которых напряжение сети становится меньше заданного, и ток реактора 1 меньше минимального. САУ дает команду на подключение выключателем второй секции конденсаторной батареи. При снижении нагрузки в сети возникает избыток реактивной мощности, и напряжение возрастает. От ИРМ требуется переход от режима выдачи реактивной мощности к режиму потребления реактивной мощности. Поэтому САУ вырабатывает команды на увеличение тока реактора и на отключение секций конденсаторной батареи. Особые требования предъявляются к ИРМ при «нештатных» режимах – при ремонтах и послеаварийных отключениях.

Мощность ИРМ (номинальная мощность БСК и УШР) определяется, как правило, из этих режимов и из режимов зимнего максимума и летнего

минимума нагрузки. При оптимальном выборе мест установки ИРМ в энергосистеме, на подстанциях и мощности БСК и УШР удастся обеспечить нормальное энергоснабжение потребителей во всех режимах.

В рассматриваемой энергосистеме в результате расчетов схемно-режимных ситуаций, принято решение об установке ИРМ 35 кВ мощностью 25 МВАр. В таблице 2 приведены основные характеристики устройства.

Таблица 2 – Характеристики ИРМ

Тип ИРМ	Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ	Диапазон регулирования реактивной мощности (без учета фильтра), МВАр	
		Индуктивный	Емкостной
ИРМ 35/25/25	38,5	0-25	0-25

Тип и основные характеристики управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов для работы в составе ИРМ для электрических сетей 35 кВ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Характеристики УШР

Тип реактора	Номинальная мощность $Q_{ном}$ , МВАр	Номинальное напряжение $U_{ном}$ , кВ	Диапазон регулирования тока (длительно), $\Delta I_{длит}$ , А	Диапазон регулирования тока (до 20мин), $\Delta I_{20мин}$ , А
УШР(ИРМ) -25000/35	25	38,5	25-375	375-450

УШР и БСК, в отличие от СТК, не требуют установки мощных фильтров высших гармоник для обеспечения качества напряжения. Кроме того, в эксплуатации СТК более капризен, нежели УШР и БСК, это обусловлено тем, что система управления СТК основана на применении тиристорного блока, который рассчитан на полную мощность СТК. В связи с этим требуется размещение блока в закрытом отапливаемом помещении, а также создание

целого комплекса мероприятий по организации охлаждения преобразовательного блока.

## 2.5 Система автоматического управления СТК и ИРМ

В общем случае САУ СТК и ИРМ состоят из следующих блоков: измерительного, вычислительного, управляющего и исполнительного (рисунок 10).

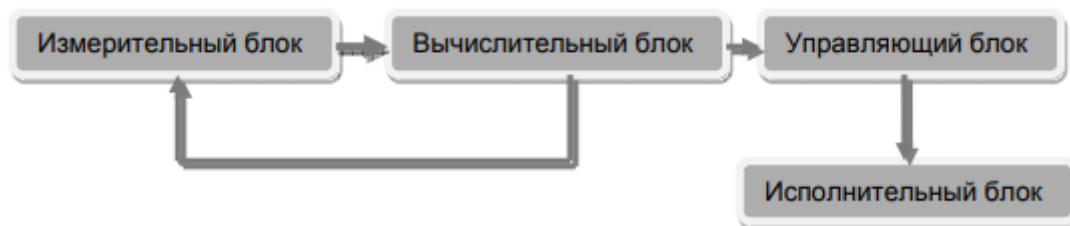


Рисунок 10 – Структурная схема САУ СТК/ИРМ

Измерительный блок включает в себя системы измерения напряжения и тока, и отвечает за формирование сигналов, вводимых в систему управления и информирующих о токах и напряжениях в энергосистеме. Значения напряжения и тока поступают с ТН и ТТ. Данные о реактивной мощности обеспечиваются путем измерения фазового сдвига между напряжением и током в месте установки СТК/ИРМ.

В вычислительном блоке происходит вычисление полученных значений напряжения, тока, РМ и сравнение значений с заданными уставками этих параметров. Если напряжение выходит за пределы установленного значения, то подается сигнал на управляющий блок, который определяет величину необходимой для компенсации РМ.

Основное отличие САУ СТК от САУ ИРМ заключается в способе управления реактивной мощностью. САУ СТК осуществляет управление РМ за счет тиристорного управления реактором и конденсатором (ТРГ и ТКГ) (см. рисунок 1, раздела 2)., а в САУ ИРМ регулирование РМ осуществляется за счет изменения величины тока подмагничивания УШР (см. рисунок 9, раздела 2).

В случае работы СТК в сети, полученный сигнал для компенсации РМ передается в исполнительный блок, включающий в себя систему импульсно-фазного управления тиристорами (СИФУ) и блок разделения индуктивной и емкостной проводимостей. При возникновении дефицита РМ в энергосистеме СИФУ формирует сигнал и передает его в блок генерации импульсов тиристорно-конденсаторной группы с целью получения емкостной реактивной проводимости, и СТК работает в режиме выдачи РМ. Угол открывания тиристоров принимает значения от  $0^\circ$  до  $90^\circ$ . При возникновении избытка РМ в энергосистеме СИФУ передает сигнал в блок генерации импульсов тиристорно-реакторной группы для компенсации РМ, и СТК работает в режиме потребления РМ. Угол открывания тиристоров принимает значения от  $91^\circ$  до  $180^\circ$ .

При работе ИРМ в сети при дефиците РМ полученный сигнал в вычислительном блоке поступает в управляемый выпрямитель реактора исполнительного блока на снижение тока подмагничивания. В результате реактор снижает свой ток до минимального, УШР переходит в режим холостого хода, и сеть получает максимальную РМ от КБ. ИРМ работает в режиме потребления РМ. При избытке РМ и снижении напряжения в сети сигнал передается в управляемый реактор на увеличение тока реактора и на отключение секций КБ. Таким образом, ИРМ работает в режиме выдачи РМ.

Немаловажным отличием САУ СТК от САУ ИРМ является время реакции САУ на изменение регулируемого параметра. Время реакции системы регулирования СТК на изменение регулируемого параметра составляет 5 мс, а время реакции ИРМ составляет 10 мс.

Таким образом, САУ СТК хотя и является конструктивно сложнее за счет тиристорных блоков управления, но обладает более высоким быстродействием по сравнению с САУ ИРМ.



### **Выводы по разделу:**

- 1) Рассмотрены конструктивные исполнения устройства СТК, содержащие ТРГ, ФКУ или ТРГ и САУ, и исполнение устройства ИРМ, состоящего из БСК, УШР и САУ;
- 2) Изучены основные функции СТК и ИРМ: регулирование напряжения, повышение статической и динамической устойчивости ЭЭС, оптимизация режимов работы электрических сетей и снижение потерь электроэнергии;
- 3) Проанализированы преимущества и недостатки рассматриваемых устройств, а также области применения;
- 4) Произведен выбор схемы СТК и ИРМ на 35 кВ мощностью 25 МВАр на ПС Тымовская, осуществлен подбор оборудования, входящего в устройства;
- 5) Рассмотрена работа системы управления СТК и ИРМ. Основные отличия САУ СТК от САУ ИРМ: в СТК управление РМ осуществляется за счет тиристорного управления реактором и КБ (ТРГ и ТКГ), а в ИРМ регулирование РМ осуществляется за счет изменения величины тока подмагничивания УШР; время реакции системы регулирования СТК на изменение регулируемого параметра составляет 5 мс, а время реакции ИРМ составляет 10 мс.

## **РАЗДЕЛ 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

В настоящее время для изолированных энергосистем актуальными проблемами являются слабая управляемость параметрами режима, в частности, обеспечения нормальных уровней напряжения; недостаточная пропускная способность внутрисистемных связей, низкое качество электрической энергии.

Для эффективного решения указанных проблем применяются управляемые устройства, относящиеся к технологии FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems – гибкие системы передачи переменного тока).

Наиболее перспективными с точки зрения многофункциональности применения в исследуемой ЭС, надежности, удобства в эксплуатации являются статические тиристорные компенсаторы (СТК) и источники реактивной мощности (ИРМ), как комбинированная установка управляемого шунтирующего реактора (УШР) и батарей статических компенсаторов (БСК).

Применяемые устройства предназначены:

- для компенсации реактивной мощности в местах потребления электроэнергии и на промежуточных подстанциях длинных линий с целью повышения стабильности напряжения у потребителей;
- снижения потерь в линиях электропередач и в системах электроснабжения потребителей;
- повышения пропускной способности электропередач.

Поэтому целью данного раздела является определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности проектов внедрения СТК и ИРМ в Сахалинской ЭС, а также выбор устройства, которое наиболее целесообразно использовать для достижения максимального эффекта при минимальных капиталовложениях.

Достижение цели обеспечивается решением следующих задач:

- оценка капиталовложения СТК и ИРМ;
- оценка экономической эффективности СТК и ИРМ;

- оценка перспективности реализации предлагаемых технических решений с позиции ресурсоэффективности;
- сравнение и выбор экономически эффективного предложенного технического проекта.

#### **4.1 Технический потенциал строительства СТК и ИРМ**

Работа устройств FACTS обеспечивает исключение негативного влияния, вызываемого превышением нормативных значений таких показателей качества электроэнергии, как установившееся отклонение и размах изменения напряжения, несимметрия и степень искажения синусоидальности напряжения, длительность провалов напряжения на электростанциях и в электрических сетях.

В электрических сетях при применении устройств компенсации реактивной мощности технико-экономический эффект определяется повышением качества электроэнергии и выражается:

- в снижении потерь мощности в электросетевом оборудовании;
- в уменьшении расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций;
- снижения вероятности перегрузки и перевозбуждения автотрансформаторов связи электрических сетей разных классов напряжения, которые могут возникать при значительных отклонениях параметров режима от нормативных значений;
- снижение темпов износа изоляции автотрансформаторов с соответствующим продлением срока их службы и межремонтных периодов;
- снижение вероятности нарушения работы релейных защит и сбоев в действии локальной и системной автоматики из-за асимметрии, нестабильности и искажения формы напряжения и токов.

Необходимым условием определения успешности внедрения СТК и ИРМ в Сахалинской ЭС является определение экономической эффективности технических решений, то есть оценка коммерческого потенциала проекта.

## **4.2 Определение капиталовложений СТК и ИРМ**

Установка СТК или ИРМ суммарной мощностью 25 МВАр позволит повысить напряжение на ПС 220 кВ Тымовская со 170 кВ до 225 кВ в период зимнего максимума нагрузок и уменьшить напряжение с 260 кВ до 232 кВ в период летнего минимума нагрузок.

Капиталовложения в устройства СТК, согласно [59], определяются в размере 930 тыс. руб./1 Мвар и стоимостью АСУ, равной 6% от стоимости СТК.

При суммарной мощности СТК 25 Мвар капиталовложения составляют  $K_c=24,4$  млн. руб.

Капиталовложения в устройства ИРМ, согласно [32], определяются в размере 850 тыс. руб./1 Мвар и стоимостью АСУ, равной 6% от стоимости ИРМ.

При суммарной мощности ИРМ 25 Мвар капиталовложения составляют  $K_c=23$  млн. руб.

В целом, срок окупаемости затрат на СТК или ИРМ составляет в среднем 2-3 года.

## **4.3 Оценка рисков изменения напряжения для потребителей**

Значительное влияние напряжения сети на работу электроприемников заставляет уделять большое внимание поддержанию напряжения на зажимах потребителей, близкого к номинальному напряжению. Подводимое к потребителям напряжение является одним из качественных показателей электроэнергии.

Основные потребители в Сахалинской энергосистеме это:

- коммунально-бытовые потребители;
- промышленные предприятия;
- предприятия по добыче угля.

На промышленных предприятиях постоянно увеличивается число резкопеременных нагрузок: дуговых и индукционных печей, электросварочных машин, пилорам, козловых и мостовых кранов. Изменения параметров электрической сети, мощности и характера нагрузки во времени являются основной причиной изменения показателей качества электрической энергии.

Показатели качества электроэнергии нормируются государственным стандартом [1]. Стандарт определяет требования к качеству электрической энергии, питающей электроприемники, что является одним из главных условий нормальной работы электроприемников.

При возникновении аварийной ситуации, а именно КЗ на ВЛ, в следствии чего происходит отделение части энергорайона на изолированную работу с дефицитом мощности и снижение напряжения на ПС Тымовская. Это в свою очередь ведет к нарушению электроснабжения потребителей и нарушению качества электроэнергии.

Ухудшение КЭ приводит к ущербу, который несут потребители электроэнергии и само энергоснабжающее предприятие:

- увеличение потерь в элементах электрической сети;
- уменьшение срока службы и выход из строя электротехнического оборудования, а также устройств релейной защиты, автоматики, телемеханики, связи и др.

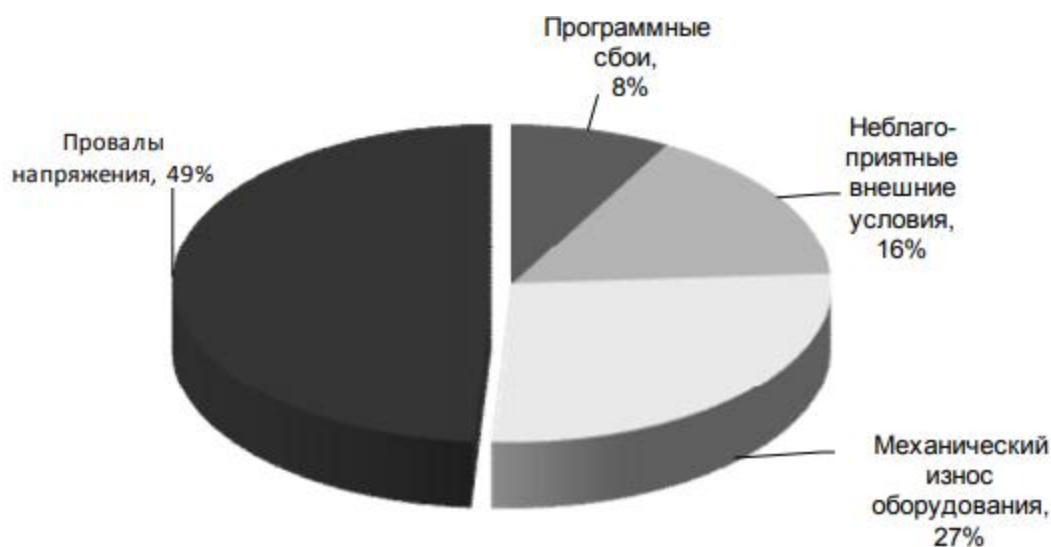


Рисунок 26 – Статистика причин нарушений работы технологического оборудования

Как видно из диаграммы на рисунке 26, большую часть причин нарушений показателей КЭ, а именно 49%, составляют нарушения, обусловленные глубокими провалами напряжения в электрических сетях.

Несмотря на относительно высокие капитальные вложения для

внедрения СТК и ИРМ, эффект от работы таких установок имеет массу положительных аспектов. К наиболее существенным из них в первую очередь стоит отнести[35]:

1. уменьшение годового расхода электрической энергии в целом по предприятиям;
2. уменьшение тока в передающих элементах сети;
3. уменьшение полной мощности нагрузки, что приводит к возможности изменения мощности трансформаторов или подключению к ним дополнительных электроприемников;
4. уменьшение потерь напряжения в кабельных линиях, что увеличивает надежность системы электроснабжения предприятия и повышает качество напряжения в сети;
5. улучшение электромагнитной совместимости оборудования. Данное обстоятельство имеет особо важное значение для преобразовательной техники, критичной к качеству электроэнергии, но в то же самое время оказывающей негативное влияние на питающую сеть, искажая синусоиду генерируемыми каноническими и неканоническими гармониками;
6. по данным проведенных замеров, СТК и ИРМ обеспечивает качество электрической энергии по [1].

#### **4.4 Оценка ресурсоэффективности**

Решение о применении СТК или ИРМ должно основываться также на сравнении показателей ресурсоэффективности.

Критерии для сравнения и оценки, приведенные в таблице 2, подбираются исходя из выбранных устройств путем сравнения с учетом их технической и экономических особенностей разработки, создания и эксплуатации.

Технические решения оцениваются по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны

составлять 1.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле [61]:

$$K = \sum B_i \cdot B_i, \quad (4.1)$$

где  $K$  – конкурентоспособность технического решения;

$B_i$  – вес показателя

$B_i$  – балл  $i$ -того показателя.

Результаты экспертной оценки представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Оценочная карта для сравнения технических решений

<b>ФАКТОРЫ</b>	<b>СТК</b>	<b>ИРМ</b>	Важность	Доля
Стабилизация напряжения	5	5	5	0,14
Повышение устойчивости ЭС	4	4	5	0,12
Стоимость комплектующих	3	4	5	0,12
Занимаемая площадь территории ПС	4	3	5	0,11
Сложность конструкции	2	3	4	0,1
Время строительства	4	4	3	0,09
Надежность	4	4	4	0,1
Энергоэкономичность	5	4	5	0,12
Сложность обслуживания	4	5	4	0,1
<b>ФАКТОРЫ</b>	<b>СТК</b>	<b>ИРМ</b>		
Стабилизация напряжения	0,7	0,7		
Повышение устойчивости ЭС	0,48	0,48		
Стоимость комплектующих	0,36	0,48		
Занимаемая площадь территории ПС	0,44	0,33		
Сложность конструкции	0,2	0,3		
Время строительства	0,36	0,36		
Надежность	0,4	0,4		
Энергоэкономичность	0,6	0,48		
Сложность обслуживания	0,4	0,5		
<b>Сумма</b>	<b>3,94</b>	<b>4,03</b>		

В результате экспертной оценки наиболее успешным техническим решением для повышения/понижения напряжения является ИРМ.

**Выводы по разделу:**

В рассмотренном разделе были оценены капиталовложения применяемых устройств СТК и ИРМ. Были рассмотрены технический потенциал исследования, оценка рисков снижения напряжения у потребителей без использования СТК и ИРМ, оценка ресурсоэффективности устройств. При сравнении показателей ресурсоэффективности было определено, что технико-экономически эффективным устройством для стабилизации напряжения является ИРМ. Стоимость капиталовложений данного устройства составляет 23 млн.руб. и срок окупаемости 2-3 года.



## **РАЗДЕЛ 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **Введение**

В ходе основной части работы была обоснована необходимость установки СТК и ИРМ. Для обеспечения техногенной и экологической безопасности в процессе реализации технических решений, предложенных в диссертации, в главе 5 рассматриваются опасные и вредные факторы, методы их устранения, а также выполнение экологических норм при оснащении ЭС такими видами устройств. Также в работе изучаются потенциальные ЧС и мероприятия по их устранению.

В качестве рабочей зоны в главе 5 рассматривается переключательный пункт (ПП), содержащий систему защит и управления СТК и ИРМ, панель для измерений и оперативного управления установками, персональный компьютер. Технологическим процессом является установка и настройка СТК и ИРМ. При настройке данных оборудования и их программного обеспечения используется персональный компьютер. Работы производятся в закрытом помещении. Работы производятся сидя, стоя с периодическими перемещениями, что позволяет отнести их к категории Ib (с энергозатратами в 140-174 Вт).

### **5.1 Производственная безопасность**

#### **5.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов**

Вредным производственным фактором называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению трудоспособности. В таблице 8 представлены виды работ и вредные факторы (согласно [71]), которые могут возникнуть в процессе трудовой деятельности.

Рассмотрим действие различных факторов на организм человека и способы индивидуальной и коллективной защиты.

- ***Превышение уровня шума***

Шум определяется следующими основными параметрами:

- уровень звукового давления  $A$ , дБ;
- интенсивность звука  $I$ , Вт/м<sup>2</sup>;

– уровень звука  $L$ , дБА.

Согласно [63] допустимые уровни звука при работе, требующей сосредоточенности, работе с повышенными требованиями к процессам наблюдения и дистанционного управления производственными циклами составляют 75 дБА.

При установке СТК и ИРМ, а также при организации рабочего места оперативного персонала следует принимать следующие меры по снижению шума:

- звуковая изоляция и звуковое поглощение;
- применение глушителей шума;
- использование средств индивидуальной защиты: вкладыши, шлемы, противושумные наушники [64].

Дополнительные меры по шумопоглощению: использование подвешного потолка, служащего как звукопоглощающий экран; подвесные акустические потолки; установка шумящего оборудования на виброизолирующие поверхности автономно от рабочего места пользователя.

- *Вибрация*

Вибрацию вызывают неуравновешенные силовые воздействия, возникающие при работе различных машин и механизмов. В процессе сооружения ПП примером таких устройств могут служить ручные перфораторы, электродрели и другие инструменты, используемые для строительства ПП. Также используются специальные вибрационные установки, в частности, при уплотнении бетонных смесей, при дроблении, измельчении и сортировке сыпучих материалов, при разгрузке транспортных средств, используемые в процессе сооружения площадки для устройства продольной компенсации.

При действии на руки работающих местной вибрации (вибрирующий инструмент) происходит нарушение чувствительности кожи, окостенение сухожилий, потеря упругости кровеносных сосудов и чувствительности

нервных волокон, отложение солей в суставах кистей рук и пальцев и другие негативные явления.

- *Микроклимат в помещении ПП*

Вычислительная техника, используемая для настройки СТК и ИРМ, является источником существенных тепловыделений, что может привести к повышению температуры и снижению относительной влажности в помещении переключательного пункта.

Объем помещений, в которых размещены работники, не должен быть меньше 19,5 м/человека с учетом максимального числа одновременно работающих в смену.

Отклонение показателей микроклимата в помещении может быть вызвано недостаточным уровнем отопления (в холодный период), неисправностью вентиляционных установок, слишком интенсивными тепловыми излучениями приборов и отклонением уровня влажности воздуха.

Показатели, характеризующие микроклимат в производственных помещениях: температура воздуха; температура поверхностей ограждающих конструкций, устройств, технологического оборудования; относительная влажность воздуха; скорость движения воздуха; интенсивность теплового облучения [66].

Данные таблицы 8 приведены согласно [66] для категории I б, к которой относятся работы с интенсивностью энергозатрат 121-150 ккал/ч (140-174 Вт), производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся некоторым физическим напряжением.

Таблица 9 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах в помещениях предприятия

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
		Диапазон ниже оптимальных величин	Диапазон выше оптимальных величин			
Холодный	Iб (140-174)	19-20,9	23,1-24	18-25	40-60	0,2
Теплый		20-21,9	24,1-28	19-29		

Зоны пребывания человека считаются безопасными, если в них не превышены требования по параметрам микроклимата по таблице 8.

Для поддержания соответствующих микроклиматических параметров в кабинете используются водяная система отопления, система естественной вентиляции, а также система кондиционирования.

После каждого часа работы с ПЭВМ проводится ежедневная влажная уборка и систематическое проветривание [65].

- *Производственное освещение*

В рассматриваемом производственном помещении имеется совмещенное освещение, то есть и естественное освещение, и искусственное.

Нормирование освещенности производится в соответствии с [67].

В кабинете двустороннее боковое естественное освещение через световые проемы в наружных стенах. Так как естественного освещения в утренний и вечерний период, при пасмурной погоде недостаточно, применяется искусственное освещение. В качестве искусственного освещения используются люминесцентные лампы со световой отдачей 75 лм/Вт сроком службы до 10 тыс.ч. Освещенность на поверхности стола в рабочей зоне составляет 400 лк, что соответствует [67]. Также имеется аварийное, охранное и дежурное искусственное освещение.

В качестве критериев комфортности по освещению установлены нормативные требования к естественному и искусственному освещению, представленные в таблице 10.

Таблица 10 – Нормируемые показатели освещения

Наименование рабочего места	Рабочая поверхность и плоскость нормирования КЕО и освещенности (Г - горизонтальная, В – вертикальная) и высота плоскости над полом, м	Коэффициент естественной освещенности, КЕО, %		Освещенность при совмещенной системе, лк	
		При верхнем или комбинированном освещении	При боковом освещении	При верхнем или комбинированном освещении	При боковом освещении
Помещения для работы с дисплеями и видео-терминалами, залы ЭВМ	Г – 0,8	3,5	1,2	2,1	0,7
	Экран монитора: В – 1,2	-	-	-	-

Произведем оценку фактической освещенности путем расчета искусственного освещения исследуемого помещения, имеющего следующие габариты: 10000х5000х3300 мм.

На территории ПП предусмотрено равномерное освещение люминесцентными лампами холодно-белой цвета типа ШОД 2-40 с габаритами 1228х284х(-) мм [67].

Согласно [75] размещение светильников в помещении определяется следующими размерами:

$H$  – высота помещения (3,29 м);

$h_n$  – высота светильника над полом, высота подвеса;

Для светильников ШОД 2-40 берем  $h_n = 3,29$  м.

Расстояние светильников от перекрытия (свес):

$$h_c = H - h_n \quad (5.1)$$

$$h_c = 3,3 - 3,3 = 0 \text{ м}$$

Согласно таблице 10 берем высоту рабочей поверхности над полом  $h_p = 1,2$  м.

Расчетная высота, высота светильника над рабочей поверхностью:

$$h = h_n - h_p \quad (5.2)$$

$$h = 3,3 - 1,2 = 2,1 \text{ м}$$

$L$  – расстояние между соседними светильниками или рядами;

$l$  – расстояние от крайних светильников или рядов до стены (оптимальное расстояние рекомендуется принимать равным  $L/3$ );

$\lambda$  – интегральный критерий оптимальности расположения светильников.

Для светильников типа ШОД принимаем  $\lambda = 1,3$ , поэтому расстояние между рядами находится по формуле:

$$L = \lambda h \quad (5.3)$$

$$L_A = L_B = L/3 \quad (5.4)$$

$$L = 1,3 * 2,1 = 2,73 \text{ м}$$

$$L_A = L_B = 2,73/3 = 0,91 \text{ м}$$

В результате расчетов получаем, что необходимо разместить светильники в 3 ряда, в каждом из которых размещаются 5 светильников типа ШОД 2-40 (мощность 40 Вт). В каждом светильнике по 2 лампы, итого получаем 20 ламп.

Равномерное расположение люминесцентных ламп по итогам расчета предполагает размещение их согласно следующей схеме:

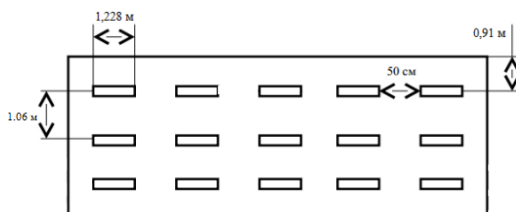


Рисунок 27 – Схема размещения светильников для люминесцентных ламп

Расчет общего равномерного освещения выполняется методом коэффициента светового потока, учитывающим световой поток, отраженный от потолка и стен.

Находим индекс помещения по формуле:

$$i = \frac{S}{h(a+b)} \quad (5.5)$$

где  $S$  – площадь помещения ( $50 \text{ м}^2$ );

$h$  - высота подвеса светильников над рабочей поверхностью (2,09 м);

$a, b$  – длина и ширина помещения ( $a = 10 \text{ м}$ ;  $b = 5 \text{ м}$ ).

Световой поток группы люминесцентных ламп светильника определяется по формуле:

$$\Phi_{\text{расч}} = \frac{E_n \cdot K_z \cdot S \cdot Z}{n \cdot \eta} \quad (5.6)$$

где  $E_n$  – нормируемая минимальная освещенность (для данной категории помещений принимаем  $E_n=300$  лк);  $S$  – площадь освещаемого помещения ( $50 \text{ м}^2$ );  $K_z$  – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника, запыленность ( $K_z= 1,5$  - для помещений с малым выделением пыли);  $Z$  – коэффициент неравномерности освещения (для люминесцентных ламп берется равным 1,1);  $n$  – число ламп (20);  $\eta$  – коэффициент использования светового потока - показывает, какая часть светового потока ламп попадает на рабочую поверхность. Он зависит от индекса помещения  $i$ , типа светильника, высоты светильников над рабочей поверхностью  $h$  и коэффициентов отражения стен  $p_c$  и потолка  $p_n$ .

Коэффициенты отражения  $p_c$  и  $p_n$  имеют следующие значения [75]:

$p_c = 30\%$  (оклеенные светлыми обоями);

$p_n = 50\%$  (потолок чистый бетонный).

Для принятых значений  $p_c$ ,  $p_n$  и  $i$  коэффициент использования светового потока  $\eta=35\%$ .

$$\Phi_{\text{расч}} = \frac{300 \cdot 1,5 \cdot 50 \cdot 1,2}{20 \cdot 0,35} = 2571 \text{ лм} \quad (5.7)$$

Рассчитав световой поток  $\Phi_{\text{расч}}$ , зная тип лампы, выберем ближайшую стандартную лампу по [75]: ЛД мощностью 40 Вт с потоком 2600 лк. Напряжение сети – 220 кВ.

По итогам расчета получаем, что в помещении переключательного пункта со стенами, оклеенными светлыми обоями, и чистым бетонным потолком габаритами  $10 \times 5 \times 3,29$  м необходимо размещение 15 светильников ШОД 2-40 с люминесцентными лампами мощностью 40 Вт со световым потоком 2600 лк.

- *Электромагнитное излучение*

Учитывая, что основная работа по настройке СТК и ИРМ реализуется с

привлечением компьютерной и иной цифровой техники, работник неизбежно подвергается электромагнитным излучениям.

ЭВМ является источником электромагнитного, ультрафиолетового излучения, электростатических полей, источником шума.

При работе с ЭВМ предусматриваются различные требования по организации рабочих мест и эксплуатации ЭВМ [66].

Параметры электромагнитных излучений на рабочем месте пользователя ПК и величина электростатического потенциала экрана дисплея не должны превышать значений, установленных [66].

Защита от действия ЭМП: активное, пассивное и комплексное экранирование; удаление источников из ближней и рабочей зоны; усовершенствование конструкции оборудования для снижения уровня ЭМП, а также для снижения излучаемой и потребляемой мощности оборудования; ограничение времени пребывания операторов или населения в зоне действия ЭМП.

В таблице 11 представлены средства защиты от излучений электромагнитных полей ЭВМ.

Таблица 11 – Средства защиты от излучений оптического диапазона и электромагнитных полей ПЭВМ

№ п/п	Средство профилактики неблагоприятного влияния ЭВМ	Оказываемое профилактическое действие
1	Приэкранные защитные фильтры для видеомониторов	Снижают уровень напряженности электрического и электростатического поля, повышают контрастность изображения, уменьшают блики
2	Нейтрализаторы электрических полей промышленной частоты	Снижают уровень электрического поля промышленной частоты (50 Гц)
3	Очки защитные со спектральными фильтрами ЛС и НСФ, разрешенные Минздравом России для работы с ЭВМ	Профилактика компьютерного зрительного синдрома, улучшение визуальных показателей видеомониторов, повышение работоспособности, снижение зрительного утомления



### **5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

- *Поражение статическим электричеством и электрическим током*

Электрический ток, проходя через тело человека, оказывает на него сложное воздействие, являющееся совокупностью термического, электролитического, биологического и механического воздействий, что приводит к различным нарушениям в организме, вызывая как местные повреждения тканей и органов, так и общее его поражение.

При установке оборудования существует возможность контакта тела человека с токоведущими частями. Безопасность при работе обеспечивается применением различных технических и организационных мер. Они регламентированы действующими правилами устройства электроустановок (ПУЭ). Технические средства защиты от поражения электрическим током делятся на коллективные и индивидуальные.

К коллективным средствам защиты относятся: защитное заземление; зануление; защитное отключение; двойная изоляция; оградительное устройство; сигнализация, блокировка, знаки безопасности, плакаты.

ПП устройства СТК и ИРМ выполняется с учетом требований [72], поэтому предполагается оснащенность необходимыми коллективными средствами защиты.

К индивидуальным средствам защиты относят такие средства, как изолирующие перчатки, изолированный инструмент и указатели напряжения.

Для защиты оборудования и здания переключательного пункта от прямого попадания молнии установлена группа стержневых молниеотводов.

В качестве заземлителей используется заземляющее устройство ПП [68]. Отходящие линии электропередачи защищены от удара молнии по всей длине заземляющим тросом.

В целях предотвращения попадания посторонних лиц на территорию переключательного пункта предусматривается ограждение решетчатым забором высотой 1,7 м.

## **5.2 Экологическая безопасность**

### **5.2.1 Порядок обращения с отходами производства и потребления**

Проектируемые установки не производят выброса вредных веществ. Создаваемые магнитные поля, вибрация и шум незначительны, не оказывает существенного негативного воздействия на окружающую среду.

Анализ воздействия устройства процесса установки и настройки СТК и ИРМ на окружающую среду и их последствий эксплуатации позволил выделить основные угрозы: повышение уровня электромагнитных излучений; уничтожение и повреждение почвенного слоя; уничтожение растительности.

Данные угрозы можно свести к минимуму или предотвратить совсем путем реализации следующих мероприятий:

- размещение устройств на территории, непригодной для окультуривания или малозначимой для развития сельского хозяйства региона;
- применение экологически безопасных материалов для установки ПП;
- устройства должны комплектоваться конденсаторами с экологически чистыми диэлектриками;
- отказ от применения тяжелых металлов при разработке аппаратуры;
- применение защитных средств для предотвращения влияния электромагнитных излучений на окружающую среду и человека (экранирование, установка ограждений и предупреждающих знаков).

Специальной утилизации подлежат: конденсаторы; тиристоры; обмоточный провод; фарфоровая изоляция; конструкционная сталь; трансформаторное масло; ионообменные смолы; этиленгликоль; отработанные смазочные масла.

Утилизация должна выполняться организациями, имеющими на это специальное разрешение (право).

## **5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Работы по установке оборудования производятся стоя, без выделения и формирования специального рабочего места. Работы по настройке

программного обеспечения оборудования выполняются в сидячем положении, что требует при организации рабочего места соблюдения требований [67].

По окончании установки и настройки СТК и ИРМ организуется постоянный контроль, предполагающий наличие дежурного персонала, совершающего обход и смотр оборудования.

В связи с этим должны выполняться следующие требования:

- панели управления в ПП должны быть прочно закреплены в специальных шкафах;
- проход между рядами оборудования должен быть свободным;
- первичные средства пожаротушения должны находиться в специально отведенном для них месте.

Среди наиболее вероятных ЧС на переключательном пункте можно выделить возникновение пожара [71]. Причинами пожаров на рассматриваемом рабочем месте могут быть неисправность оборудования, в частности несвоевременный ремонт оборудования, нарушение технологических инструкций, образование значительных электростатических зарядов. Пожары возможны в результате нарушения правил технической эксплуатации электроустановок, например перегрузок электрических сетей и КЗ в них, недопустимых сопротивлений в местах соединения и контактов проводников, искрения, применения электрооборудования не соответствующего классу пожарной зоны.

Настройка программного обеспечения проводится на ЭВМ. В современных ЭВМ очень плотно размещены элементы электронных схем. Близко друг к другу располагаются и соединительные провода, кабели. В течении продолжительного времени работы провода нагреваются при протекании по ним электрического тока и их изоляция может расплавиться. Все это приводит к короткому замыканию с сопровождением искрения. В результате, элементы электронных схем перегреваются и возможно возникновение пожара.

Мероприятия противопожарной профилактики:

- регламентирование проведения пожароопасных работ;
- при пожаре применение порядка обесточивания электрооборудования;
- после окончания работ установка порядка осмотра и закрытия помещений;
- определение действия персонала, работников при обнаружении пожара;
- проведение противопожарного инструктажа и занятий по пожарной безопасности;
- наличие в помещениях аптечки первой помощи и углекислотных огнетушителей;
- оснащение помещения автоматической системы газового пожаротушения;
- установка противопожарных дымовых датчиков;

Противопожарный режим переключательного пункта включает:

- регламентирование или установление порядка проведения временных огневых и других пожароопасных работ;
- оборудование специальных мест для курения;
- определение порядка обесточивания электрооборудования в случае пожара;
- установление порядка осмотра и закрытия помещений после окончания работы;
- определение действий персонала, работников при обнаружении пожара.
- установление порядка и сроков прохождения противопожарного инструктажа и занятий по пожарно-техническому минимуму;
- запрет на выполнение каких-либо работ без проведения соответствующего инструктажа.

При возгорании или возникновении пожара следует немедленно начать эвакуацию людей, отключить подачу воздуха по системе вентиляции, обесточить помещение, вызвать пожарную охрану, пожар следует тушить

переносным углекислотным огнетушителем марки ОУ-3, который должен быть в каждом помещении [71].

План эвакуации при пожаре выглядит следующим образом:

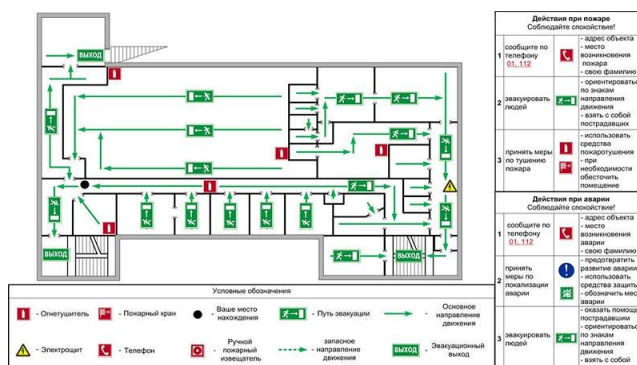


Рисунок 28 – План эвакуации

## 5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

### 5.5.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Специалист, осуществляющий настройку оборудования должен иметь высшее образование в энергетической области по профилю электрооборудования и электроприводы, владеть навыками работы с ПК. При отсутствии необходимых навыков работники должны быть обучены в специализированных центрах подготовки персонала.

Профессиональная подготовка персонала, повышение его квалификации, проверка знаний и инструктажи проводятся в соответствии с требованиями государственных и отраслевых нормативных правовых актов по организации охраны труда и безопасной работе персонала.

Организационные мероприятия описаны в межотраслевых правилах по охране труда при эксплуатации электроустановок [34].

Предложенные в работе технические решения предполагают реализацию следующих требований:

- Сменный график работы( 3 рабочих смен продолжительностью 8 часов с прямым чередованием работников в графике сменности) [38].
- Обеспечение работников спецодеждой и средствами индивидуальной защиты. Установленные требования регламентируются [38].

На ПП должен быть организован контроль и надзор за состоянием охраны труда, который осуществляется государственными, ведомственными и общественными органами. Государственный контроль и надзор за соблюдением законодательства о труде и охране определены [38, 39].

Работники всех категорий подлежат обязательному социальному страхованию (ОСС) вне зависимости от их желания [38]. Обязанность создания гарантий возложена на работодателей и производится за счет расходов предприятия.

#### **5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Рабочее место специалиста для настройки программного обеспечения для настройки СТК и ИРМ на ЭВМ должно быть организовано в соответствии с требованиями стандартов, технических условий.

Согласно [65] и [72] существуют определенные требования к организации рабочего места за ЭВМ:

- помещения с ЭВМ должны иметь естественное и искусственное освещение;
- размещением рабочего места, по возможности, при падении естественного света слева;
- помещения с ЭВМ должны быть оборудованы системами отопления и кондиционирования воздуха;
- организация оптимального положения специалиста при помощи регулировочного сиденья, рабочей поверхности, либо наличием подставки для ног шириной не менее 300 мм с регулировкой высоты до 150 мм;
- расстояние между рабочими местами специалиста должно быть не менее 2 м;
- расположение ЭВМ от глаз на расстоянии 600-700 мм под углом 30°;
- проведение ежедневной влажной уборки в помещениях с ЭВМ;
- организация режима труда и отдыха при работе с ЭВМ;

- уровень шума на рабочем месте не должен превышать 50 дБА.

### **Выводы по разделу:**

В главе 5 были рассмотрены вопросы социальной ответственности, к которым относятся техногенная безопасность, экологическая безопасность, а также безопасность в наиболее вероятных ЧС. Все эти вопросы были изучены в приложении к процессу установки и настройки СТК и ИРМ, входящих в состав переключательного пункта.

Анализ этих аспектов имеет критическое значение для организации рабочей среды и среды обитания, которые и определяют состояние здоровья, а также психосоциальное благополучие человека. Каждое предприятие, внедряющее какие-либо новые решения, несет ответственность за вносимые изменения в окружающую среду и обязано организовать производственный процесс таким образом, чтобы уменьшить или совсем устранить последствия своего воздействия.

На ПП применяются различные технические средства охраны труда. К этим средствам можно отнести ряд устройств косвенно обеспечивающих охрану труда. Это, прежде всего, различные системы дистанционного управления, информационно-управляющие системы, устройства телемеханики, ограничивающие контакты работающих с факторами опасности. К ним также следует отнести устройства и системы, локализирующие нарастание факторов опасности: системы автоматического пожаротушения, комплекс устройств релейной защиты.

В целом, можно отметить, что установка и настройка СТК и ИРМ в составе ПП представляет собой набор типичных для электроустановок вредных и опасных, как производственных факторов, так и экологических. Можно сделать вывод о том, что при соблюдении всех регламентов и норм, ПП будет являться рабочим местом без особых опасностей с возможностью устранения возникших ЧС с применением рассмотренных мероприятий.

## **Заключение**

В соответствии с целью магистерской диссертации был проведен анализ технической и экономической эффективности применения СТК и ИРМ для ликвидации ненормативного снижения/повышения напряжения в характерных схемно-режимных ситуациях в режимах зимнего максимума и летнего минимума ЭС Сахалинской области.

**В первом разделе** рассмотрены технологические аспекты обеспечения надежности режимов работы изолированных ЭС: особенности режимов работы изолированных ЭС, критерии надежности, обеспечение надежности при управлении функционированием изолированных ЭС, представлено описание схемно-режимных ситуаций.

**Во втором разделе** рассмотрены способы ликвидации снижения/повышения напряжения. Рассмотрены конструкции СТК и ИРМ, проанализированы преимущества применяемых устройств. Выбраны схемы и произведён подбор оборудования рассматриваемых устройств, установленные на шинах 35 кВ ПС Тымовская. Мощность СТК/ИРМ составляет 25 МВАр.

**В третьем разделе**, проведены и проанализированы расчет установившегося режима в ПК RastrWin и расчеты схемно-режимных ситуаций в ПК RUSTab, выявлены характерные режимы, которые приводят к разделению ЭС Сахалинской области на изолированные энергорайоны, к дефициту/избытку реактивной мощности и снижению/повышению напряжения до уровней, недопустимых по требованиям ГОСТ [1]. По результатам расчета переходных режимов сделан вывод о необходимости установки устройств СТК/ИРМ для ликвидации снижения/повышения напряжения на ПС Тымовская. В результате расчета режимов с применением СТК/ИРМ напряжение на ПС Тымовская в схемно-режимных ситуациях в режиме зимнего максимума и летнего минимума восстанавливается до допустимых пределов по ГОСТ, дефицит/избыток реактивной мощности ликвидируется, что доказывает техническую эффективность



рассматриваемых устройств.

Анализ технико-экономической эффективности показал, что наиболее экономически эффективным устройством для ликвидации снижения/повышения напряжения является устройство ИРМ. Срок окупаемости проекта составляет 2-3 года.

## Список литературы

1. ГОСТ 721 – 77. Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В. – 25 с.;
2. Методические указания по устойчивости энергосистем. – М.:Издательство НЦ ЭНАС, 2004;
3. ГОСТ 19431 – 84 "Энергетика и электрификация. Термины и определения". – М: Изд-во стандартов, 1986-9 с.
4. Ананичева С.С. Качество электроэнергии. Регулирование напряжения и частоты в энергосистемах: учебное пособие / С. С. Ананичева, А. А. Алексеев, А. Л. Мызин.; 3-е изд., испр. Екатеринбург: УрФУ. 2012. 93с.
5. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003.
6. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.
7. Розаков, М.И. Надежность электроэнергетических систем: справочник. Том 2. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 567 с.
8. Гук Ю.Б. Анализ надежности электроэнергетических установок. - Ленинград: Энергоатомиздат, 1988. - 220 с.
9. Разработка методов исследования и обеспечения режимной надёжности региональной электроэнергетической системы с применением новых информационных технологий», гос. рег. № 01.200.116595. Науч.рук. – к.т.н. Н.А. Манов, д.т.н. Ю.Я. Чукреев.
10. Концепция обеспечения надёжности в электроэнергетике./Воропай Н. И., Ковалёв Г. Ф., Кучеров Ю. Н. и др. – М.: ООО ИД «ЭНЕРГИЯ», 2013. 212 с.
11. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических энергосистемах: Учеб. для электроэнергет. спец. вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.:Высш.шк.,1985. – 536 с. ил.;
12. Карташев, И. И. Качество электроэнергии в системах

электроснабжения / И. И. Карташев, Э. Н. Зуев. – М. : МЭИ, 2001.

13. А. Н. Шпиганович, А.А. Шпиганович, Г.В. Квашнина Обеспечение надежности функционирования систем электроснабжения, УДК621.3 – Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 7 с.;

14. Гамазин С. И., Наумов О. А. Повышение надежности функционирования электрооборудования при провалах напряжения в системах электроснабжения.// Тезисы докладов научно-практической конференции

15. Кочкин В.И., Шакарян Ю.Г. Применение гибких (управляемых) систем электропередачи переменного тока в энергосистемах. – М.:Торус Пресс, 2011. – 326 с;

16. On-line power system security analysis / N.Balu, T.Bertran, A.Bose et al. //Proceedings of the IEEE, Vol.80, No. 2, Feb. 1992, pp. 262-280.

17. Real-time control and operation of power system / L.F. Fink, B. Avramovic, M.M. Adibi et al. // ECCO publications, Nov, 1991. URL: <http://www.eccointl.com>

18. Stott B., Alsac O., Monticelli A.J. Security analysis and optimization //Proc. IEEE, Vol.75, Dec. 1987, pp.1623-1644.

19. Бортник И.М., Буряк С.Ф., Ольшванг М.В., Таратута И.П. Статические тиристорные компенсаторы для энергосистем и сетей электроснабжения //Электричество. – 1985. – №2 – с. 13-19;

20. Чуприков В.С. Компенсация реактивной мощности – ключ к повышению передаточной способности электрических сетей//Энергоэксперт. – 2008. - №4 – с. 20-24;

21. Виджей К.Суд HDVC and FACTS Controllers: применение статических преобразователей в энергетических системах: Пер. с англ.: НП «НИИА», 2009. – 344с., ил.;

22. А.П.Бурман, Ю.К.Розанов, Ю.Г.Шакарян Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем:

учебное пособие. – М.: Изд.дом МЭИ, 2012. – 336 с.:ил.;

23. Ивакин В.Н. Внешние характеристики устройств гибких передач переменного тока и их влияние на характеристики мощности управляемых линий электропередачи переменного тока//Электротехника. – 2005. – №12 – с. 10-19;

24. Статические компенсаторы реактивной мощности в электрических системах: Пер. тематического сб. рабочей группы Исследовательского Комитета №38 СИГРЭ / Под ред. Карташёва И.И. // М.: Энергоатомиздат. 1990. 174 с.

25. Статические компенсаторы для регулирования реактивной мощности / Под ред. Матура Р. // М.: Энергоатомиздат. 1987. 160 с.

26. Вагин Г.Я., Лоскутов А.Б. Исследование режимов работы мощных статических компенсаторов на металлургических предприятиях с дуговыми печами // Промышленная энергетика. №12. 1991.С. 32-42.

27. Макаровский С.Н., Хвошинская З.Г. Проблемы управления напряжением и реактивной мощностью в основных сетях ЕЭС России // Энергетик. 2002. №6.

28. Макаровский С.Н., Рубцов А.А., Тузлукова Е.В., Хвошинская З.Г. Проблемы регулирования напряжения и реактивной мощности в энергосистемах России. Электроэнергетика России: современное состояние, проблемы, перспективы., сб. трудов ОАО «Институт ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ». -М.:Энергоатомиздат, 2008.

29. Пешков М. В. Разработка и исследование системы управления статическим компенсатором реактивной мощности типа СТАТКОМ для электроэнергетических систем. Дисс. канд.техн.наук. М., 2009, 158 стр.

30. В.И. Кочкин, Обязуев А.П. Новые схемы компенсаторов реактивной мощности. Обзорная информация. М. Информэнерго. 1991 г.

31. Определение основных технических требований к средствам компенсации реактивной мощности на стороне 400 кВ Выборгской подстанции при отсутствии на ней синхронных компенсаторов КСВБ-160.

/Техническая записка Инв. № 0-2669, 1995

32. Разработка цифровой модели СТК в составе 4 КВПУ Выборгской подстанции. Поисковая НИР НИИПТ 2000г.

33. Н.А. Манов, коллектив авторов Методы и модели исследования надежности электроэнергетических систем – Сыктывкар, 2010. – 292 с.;

34. Паули В. К. Компенсация реактивной мощности как эффективное средство рационального использования электроэнергии / В. К. Паули, Р. А.Воротников // Энергоэксперт. 2007. - №2. - с. 16-22.

35. Статистические источники реактивной мощности в электрических сетях /В. А. Веников, Л. А. Жуков, И. И. Карташев и др. М.: Энергия, 1975. 136 с.

36. Рыжов Ю.П. Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения: Учебник для вузов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 488 с.:ил.

37. Брянцев М.А., Базылев Б.И., Лурье А.И., Спиридонов Д.Ю. Результаты внедрения управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов в сетях 110–500 кВ//, Электро.

38. Евдокунин, Д.А. Управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы. – М. : Знак, 2004.

39. Статический компенсатор реактивной мощности на базе УШР как необходимое средство повышения энергоэффективности в электроэнергетике. Кондратенко Д.В., Долгополов А.Г., Шibaева Т.А., Виштибеев А.В. ЭЛЕКТРО, № 2, 2010 г.

40. Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям : утв. Приказом М-ва энергетики Рос. Федерации № 326 от 30.12.2008.

41. Стандарт организации. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта.

Нормы и требования ОАО «Системный Оператор Единой энергетической системы»;

42. Стандарт ОАО РАО «ЕЭС России» «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистемы», 2008 – 49 с.;

43. Стандарт организации. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования. ОАО «Системный Оператор Единой энергетической системы»;

44. Электрические системы. Электрические сети. Веников В.А. и др./ под ред. Веникова В.А. и Строева В.А. – Учебник для электроэнергетических специальностей ВУЗов / 2 –е изд., перераб. и доп. – Москва: Высшая школа, 1988. – 511 с.;

45. R. Grünbaum et al, "FACTS-solutions to power flow control & stability problems", ABB Review, 5/2005

46. N.G. Hingorani, L. Gyugyi, Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems, IEEE Press Inc., 2000.

47. A.A. Edris, Proposed Terms and Definitions for Flexible AC Transmission Systems (FACTS), IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 12, No. 4, Oct. 1997.

48. Cigré TF 38-01-06, Load Flow Control in High Voltage Power Systems using FACTS Controllers, Jan. 1996.

49. X.P. Zhang, C. Rehtanz, B. Pal, Flexible AC Transmission Systems: Modeling and Control, Springer, 2006.

50. Cigré WG 14.18, Thyristor Controlled Series Compensation, Dec.1997.

51. K. R. Padiyar, Analysis of Subsynchronous Resonance in Power Systems, Kluwer Academic Publishers, Boston, 1999.

52. E. V. Larsen, K. Clark, S. A. Miske Jr., and J. Urbanek, "Characteristics and Rating Considerations of Thyristor-Controller Series Compensation," IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, No. 2, April 1994.

53. N. G. Hingorani and L. Gyugyi, Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems, IEEE Press, New York, 1999.
54. Y. H. Song and A. T. Johns, Eds., Flexible AC Transmission Systems (FACTS), IEE Press, London, 1999;
55. F. Unterlab, S. Weib, and K. Renz, "Control and Protection of Advanced Series Compensation," Paper 92-SP-179, CEA Transactions of Engineering and Operating Division, Vol. 31, Pt. 4, 1992.
56. A. L'Abbate, Modeling of FACTS Devices and Applications in Liberalized Power Systems, Doctoral degree dissertation, Politecnico di Bari (Italy)/Universität Dortmund (Germany), Sep. 2003/Feb. 2004.
57. Improving network controllability by Flexible Alternating Current Transmission System (FACTS) and by High Voltage Direct Current (HVDC) transmission systems, Technical University Dortmund;
58. Методика оценки технико-экономической эффективности применения устройств FACTS в ЕНЭС России, Стандарт организации ФСК ЕЭС;
59. Improving network controllability by Flexible Alternating Current Transmission System (FACTS) and by High Voltage Direct Current (HVDC) transmission systems, Technical University Dortmund;
60. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / Н.А. Гаврикова, Л.Р. Тухватулина, И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.В. Шаповалова; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 73 с;
61. ГОСТ Р ИСО 26000 – 2012. Руководство по социальной ответственности;
62. ГОСТ 12.003 – 74. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;
63. ГОСТ 12.1.003 – 83. Шум. Общие требования безопасности;
64. ГОСТ 12.1.029 – 80. Средства и методы защиты от шума.

Классификация;

65. СанПиН 2.2.2/2.4.1340 – 03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы»;

66. СанПиН 2.2.4.548 – 96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений;

67. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение;

68. ГОСТ 12.1.038–82. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов;

69. ГОСТ 12.1.045 – 84. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля;

70. ГОСТ 12.4.124 – 83. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования;

71. ГОСТ Р 22.0.07 – 95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров;

72. ПОТ Р М–016–2001 РД 153–34.0–03.150–00. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок;

73. ГОСТ 12.2.032 – 78. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

74. НПБ 105 – 03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.

75. Расчет искусственного освещения: методические указания к выполнению индивидуальных заданий БЖД-4Б для студентов дневного и заочного обучения всех направлений и специальностей ТПУ / Томский политехнический университет; сост. О. Б. Назаренко. — Томск: Изд-во ТПУ, 2002. — 15 с.: ил.. — Библиогр.: с. 14;

76. Трудовой Кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. №197-ФЗ// принят ГД ФС РФ 21.12.2001.;



77. Об основах охраны здоровья граждан в Российской Федерации: федер. закон Рос. Федерации: [от 21.11.2011 г. № 323-ФЗ, в ред. от 28.12.2013 г.] // Собр. законодательства Рос. Федерации. - 2011. - № 48. - Ст. 6724.63.